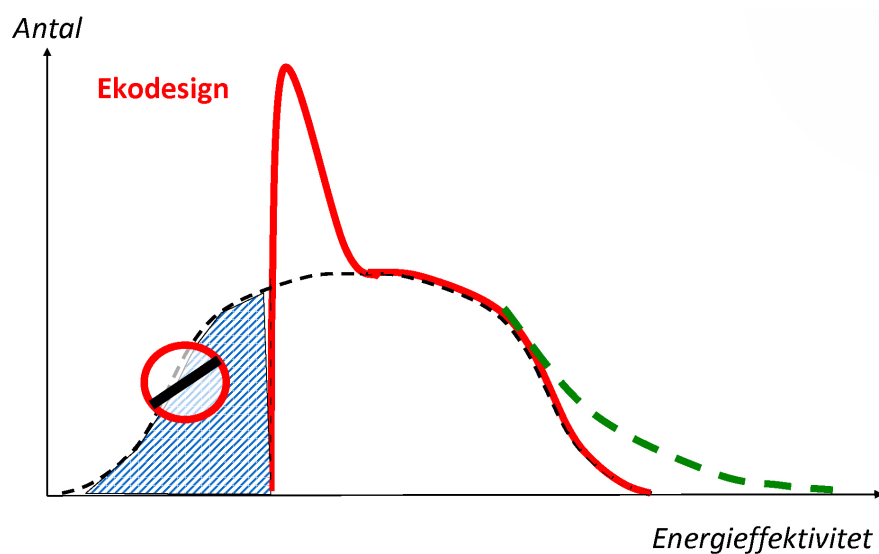


EKODESIGN OCH NYA STANDARDER FÖR TRANSFORMATORER

RAPPORT 2017:345



UNDERHÅLL AV ELNÄT



Ekodesign och nya standarder för transformatorer

Framtagande av lathund och bransch-
rekommendationer för svenska elnätsägare

THOMAS FOGELBERG

ISBN 978-91-7673-345-5 | © 2017 ENERGIFORSK

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Transformatorer får inte längre tillverkas med höga förluster inom EU eller utanför för att sedan föras in i EU. Detta regleras i en ny EC förordning som åtföljs av nya harmoniserande EN Standarder för distributions- och krafttransformatorer. Samtidigt har under de senaste åren revideringar gjorts av IEC 60076 serien för krafttransformatorer.

Projektets mål har varit att ta fram en lathund för att hjälpa svenska elnätägare vid upphandling av transformatorer när den nya förordningen nu trätt i kraft och att tolka dessa rätt. Rapporten innehåller rekommendationer för tillförlitliga och energieffektiva transformatorer och är en komplettering av den tidigare VAST rapporten för krafttransformatorer.

Projektet har utförts av Thomas Fogelberg på Fogelberg Consulting AB och ingår i ramprogrammet för Underhåll, Diagnostik och Reinvesteringsstrategi som startades av Energiforsk under 2015. Syftet är att analysera och formulera de problem som finns inom underhållsområdet. Programmet tar också beslut om produktifiering av innovativa idéer när vilja och förutsättningar finns. Kopplingen till InnoEnergy finns framtagna för detta ändamål. Det går också att söka implementering via EBR-arbetet inom Energiföretagen Sverige. Resultaten från programmet ska ge ett bättre tekniskt och finansiellt beslutsunderlag för val av satsningar i elnätet i syfte att upprätthålla eller höja nätets prestanda.

De finansierande företagen är:

Svenska Kraftnät	Falu Energi & Vatten AB
Vattenfall Eldistribution AB	Eskilstuna Energi & Miljö AB
Ellevio AB	Karlstads El- och Stadsnät AB
ABB AB	Borås Elnät AB
Göteborgs Energi AB	Luleå Energi Elnät AB
Elinorr ek. för.	Kraftringen Nät AB
Skellefteå Kraft Elnät AB	Växjö Energi Elnät AB
Jämtkraft Elnät AB	C4 Elnät AB
Umeå Energi Elnät AB	Pite Energi AB
Jönköping Energi Nät AB	Mälarenergi Elnät AB
Tekniska verken Linköping Nät AB	Kungälv Energi AB
Öresundskraft AB	Bodens Energi Nät AB

Styrgruppen består av följande personer år 2016:

Leif Nilsson, Ellevio AB, ordförande
 Anders Bengtsson, Göteborgs Energi Nät AB
 Christian Cleber, Tekniska verken Linköping Nät AB
 Christer Gruber, Energiföretagen.
 Mats-Erik Jansson, Jämtkraft AB
 Mats Javebrink, Jönköping Energi Elnät AB
 Torbjörn Jernström, Vattenfall Eldistribution AB

Henrik Karlsson, Kungälv Energi AB
Hans Lagergren, Svensk Kraftnät
Reyna Lind, Elinorr Ek.För.
Johanna Rosenlind, Mälarenergi AB
Robert Saers, ABB AB, CRC
Andreas Åkerman, Kraftringen Nät AB
Sven Jansson, Energiforsk AB, sekr.

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

Rapporten beskriver ett av Europeiska kommissionens miljömål, såsom reduktion av energibehovet genom energieffektivisering.

Europeiska Kommissionens (EC) miljömål till 2020 kallas 20-20-20 målen och utgörs av

- **20 % förnyelsebar elenergi av totalproduktionen**
- **20 % reduktion av energibehovet (bas 2000) genom energieffektivisering**
- **20 % reduktion av CO₂ emissioner (bas 2000)**

För att uppnå energieffektiviseringsmålet har EC upprättat olika rättsligt bindande miljödirektiv som utgör grunden för olika miljölagar. Dessa omsätts sedan till nationella förordningar som implementeras i EU:s stater och övervakas av nationella tillsynsmyndigheter. Ekodesign av transformatorer är en sådan förordning av en energirelaterad produkt (ERP) som ska energieffektiviseras och därmed också bidra till CO₂-reduktion. EC beräknar att denna förordningen ska spara 17 TWh och motsvarande CO₂ till 2025.

För varje ERP produkt görs en förstudie som utformas kring sju olika analysområden för att huvudsakligen fastställa potentialen för energieffektivisering inom EU av produkten. Transformatorer är en produkt som uppfyller kriterier på förbättringspotential i linje med andra ERP produkter som t ex glödlampor, motorer, fläktar och hushållsapparater. Ett avgörande kriterium är den stora mängd förlustel, cirka 7 %, som uppstår inom transmission- och distributionssystemen. Inom EU producerades 2005 runt 2800 TWh elektrisk energi, ca 200 TWh försvinner som förlustel. Av detta uppskattar EC:s förstudie (Lot 2: Distribution and power transformers, P V Tichelen, VITO, S Mudgal, BIO IS, ENTR/2008/039) att 70 - 90 TWh härrör från förlustel i transformatorer. Utan denna förordning hade dessa förlustvärden uppskattningsvis ökat med ca 22% från 2005 fram till 2020 enligt förstudien.

Förordningen har även som politiskt mål att förse den tillverkande industrin med incitament att forska och utveckla transformatorer mot större hållbarhet och energieffektivitet. EU har nu lagstadgade krav, (KOMMISSIONS FÖRORDNING (EU) nr 548/2014 av den 21 maj 2014), mot tillverkarna vilka inte tillåts leverera transformatorer med höga transformatorförluster. Det innebär för distributionstransformatorer att nya maximala förlustgränser är satta och att krafttransformatorer har fått ett nytt lägsta verkningsgradsindex. Kraven gäller sedan 1:a juli 2015 och kommer att skärpas ytterligare 1:a juli 2021. I de fall förlustkraven inte innehålls vid tillverkarens leveransprov, så får transformatorn inte levereras.

Förordningen omfattar inte förlustvärderingsmetodiken, vilken idag är praxis hos de flesta nätbolag i EU, då lagen inte tillåter att stipulera finansiella parametrar som kalkylräntor och energi-och överföringskostnader. Förordningen förutser att de nationella regulatorerna inför sådana instruktioner att ytterligare energieffektiva transformatorer kommer att upphandlas. Denna lag förhindrar bara att de sämsta transformatorerna inte kommer att tillverkas.

CIGRE publicerade 2015 en tillförlitlighetsstudie om transformatorer (Transformer reliability survey, Brochure 642, WG A2.37 (CIGRE)). Denna rapport tolkar resultatet från 167 000 transformatorår från ca 23 000 krafttransformatorer där 967 haverier har rapporterats och analyserats. Under de senaste fem åren har IEC under serien 60076 publicerat tre viktiga revideringar av krafttransformatorstandarderna som i denna rapport belyses och sätter samman dessa revideringar med tillförlitlighetsrapporten så att ett antal rekommendationer till specifikationsförbättringar görs för att stödja upphandling av transformatorer mot högre kvalitet och tillförlitlighet.

Rapporten innehåller

1. Allmänna och specifika Ekodesign-rekommendationer till elnätbolagen för hjälp i upphandlingsprocessen av transformatorer
2. Förslag på specifikationsförbättringar för högre kvalitet och tillförlitlighet av transformatorer
3. Beskrivning av de två harmoniserande CENELEC standarderna för transformatorer

Summary

This report describes one of the European Commission's (EC) climate goals, which is the reduction of the demand of energy by energy efficiency.

The European Commission's (EC) climate goals until 2020 is called "20-20-20 goals":

- **20 % of power production comes from renewables**
- **20 % reduction of energy demand (base 2000) by energy efficiency**
- **20 % reduction of CO₂ emissions (base 2000)**

To be able to reach the energy efficiency goal EC has established different binding environmental directives which form the base for different environment laws. Those are then transferred to national regulations and are implemented in EU's countries. The countries have then surveillance authorities. Eco Design of transformers is such a regulation of an energy related product (ERP) which shall be included in the energy efficiency work and by that contribute to CO₂ reduction. EC assesses that this regulation will save 17 TWh and the corresponding CO₂ reduction to 2025.

For every ERP product, a pre-study is done which is designed around seven different analysed areas, mainly to determine the potential of the energy efficiency within EU of the product in mind. A transformer is a product which fulfils the criteria on potential of improvement in line with other ERPs as e.g bulbs, motors, fans and domestic appliances. One decisive condition is the big amount of electrical losses, about 7%, which arise within the transmission- and distribution system. At year 2005 within EU about 2800 TWh power energy was produced, about 200 TWh disappear as electrical losses, according to the pre-study for transformers (Lot 2: Distribution and power transformers, P V Tichelen, VITO, S Mudgal, BIO IS, ENTR/2008/039). Also, this EC pre-study estimates that 70 - 90 TWh from 200 TWh comes as loss of electrical energy in transformers. Without this regulation those loss values were expected to increase with roughly 22% from 2005 to 2020 according to this pre-study.

The regulation also has a political goal to furnish the manufacturing industry with incentives to research and develop transformers towards greater sustainability and energy efficiency. EU has now legal requirements, (COMMISSION REGULATION (EU) No 548/2014 of 21 May 2014) towards the manufacturers who are not allowed to deliver transformers with high transformer losses. For distribution transformers, this implies new maximal loss limits are set and power transformers have got new lowest efficiency index. These requirements are valid since 1 July 2015 and will be even stricter 1 July 2021. In those cases, where the loss requirements are not fulfilled in the factory acceptance test at the suppliers, the transformers cannot be delivered.

The regulation doesn't cover loss capitalization methodology, which today is custom and practice for most of European electrical network utilities. The new regulation doesn't allow to stipulate financial parameters as interest rates and energy- and energy distribution costs. The regulation expects the national regulators to implement such instructions to support procurement of further energy efficient transformers. This new law is only preventing the high loss transformers to be manufactured.

CIGRE published 2015 a study on reliability data of transformers. This report interprets the results from 167 000 transformer years where 967 major failures have been reported and analysed. During the latest five years IEC has within the series 60076 for power transformers published three important revisions of IEC Standards which in this report is highlighted together with the findings in the reliability report. Thereby some recommendations to improve transformer specifications in the transformer procurement process towards higher quality and reliability is made.

This report includes:

1. General and specific Eco Design recommendations to network companies to support the procurement process of transformers.
2. Proposals for specification improvements to reach higher quality and reliability of transformers.
3. Description of the two harmonizing CENELEC Standards for transformers.

Innehåll

1	Inledande situationsbeskrivning	12
2	Beskrivning av de två Ekodesign harmoniserande CENELEC standarderna för distributions- och krafttransformatorer	14
2.1	Distributionstransformatorer (MPT) SS-EN 50588-1:2015	15
2.2	Krafttransformatorer (LPT) SS-EN 50629:2015	16
2.2.1	PEI för transformatorer	17
2.2.2	TCO för transformatorer eller inköpspris med kapitalisering av årlig förlustel	20
3	Mätnoggrannhet och marknadskontroll med tillsynsmyndighet	28
4	Andra krav om dokumentation och toleranser	29
5	Konsekvensdiskussion av Ekodesign-krav	30
6	Ekodesign och tillförlitlighet	32
7	IEC 60076 revisioner och CIGRE-guider	35
7.1	Kortslutningstillförlitlighet	35
7.2	Termisk tillförlitlighet	36
7.3	Dielektrisk tillförlitlighet	36
7.4	CIGRE Guide TB 530 Kvalitetsbedömning av leverantörer	37
8	Kapital- och redundansfrågor gällande transformatorns optimering	39
9	Rekommendationer utifrån rapportens innehåll	40
10	Referenser	44
Bilaga A:	Ett exempelfall	45
Bilaga B:	Ekodesign, bakgrund och detaljerad beskrivning	48

1 Inledande situationsbeskrivning

Denna projektrapport är ett komplement till "VAST – Vattenfall – ABB September 1992, Krafttransformatorer" som ännu finns bland bokhyllor hos många nätbolag. Men denna gång är elmarknaden mer komplex med en pågående integrering av elnäten i EU med EC förordningar och sammanhängande EN normer samt tillkomst av nationella regulatorer som ännu analyserar rätt väg att effektivisera elnäten. Ekodesign för transformatorer är en sådan ny EC förordning. Projektet är ägnat att förse sakbehandlare hos elnätbolag i upphandlingsprocesser av transformatorer med kunskap och rekommendationer omkring denna nya Ekodesignförordning för transformatorer (KOMMISSIONS FÖRORDNING (EU) nr 548/2014) som nu sedan ett år gäller. Denna förordning stöds av två harmoniserande EN standarder, som finns inom SEK Svensk Elstandard nämligen SS-EN 50588-1:2015 för distributionstransformatorer samt SS-EN 50629:2015 för krafttransformatorer.

I förstudien (Lot 2: Distribution and power transformers, januari 2011) till Ekodesignförordningen, som alltid görs i början av lagstiftningsprocessen, beräknas förlustelen sammantaget inom EU stå för ca 7% där i stora drag 4% är ledningsförluster och 3% härrör från transformatorer. Detta är huvudanledningen att transformatorer nu omfattas av energieffektiviseringskrav. Enligt SCB:s och Energimyndighetens siffror för de senaste tre åren (2013–2015) ligger förlustelens storlek i Sverige på mellan 8–10 TWh. Sverige har ett speciellt elnät med långa ledningsavstånd där ledningsförlusterna vid de högre spänningarna överstiger transformatorförlusterna.

Förordningen (KOMMISSIONS FÖRORDNING (EU) nr 548/2014) sätter gränser för tillåtna förluster i transformatorer. För detta ansvarar tillverkare inom Europa eller grossister/agenter som importerar utanför EU. Men förordningen nämner i inledningen dessutom regulatorernas ansvar att tillåta installation av transformatorer som är effektivare än vad förordningen kräver, när det är ekonomiskt motiverat sett ur ett livscykelperspektiv, inklusive en adekvat utvärdering av förlustminskningarna. Rapporten kommer därför att behandla lagkraven samt uppehålla sig kring komplexiteten med TCO (Total Cost of Ownership), dvs. livstidskostnad. TCO metodiken behandlas i den nya SS-EN 50629:2105. TCO metodiken är ingen standard men en rekommendation som ges som "Information" i SS-EN 50629:2105. Detta görs i ett sammanhang som helt påverkas av Energimarknadsinspektionens (Ei) pågående arbete med att ge riktlinjer för beräkning av intäktsramar och incitament för förlustelssänkningar. Dessutom har Ei krav från Miljö- och Energidepartementet (2016) att verka för energieffektivitet i elnäten. Det finns redan idag en början till kompensation för merinvesteringskostnaden för lågförlusttransformatorer. Projektets rapport kan därför inte bara skrivas som en "singularitet" som kanske den ovannämnda VAST rapporten var i sitt försök att sprida god praxis utan relaterar till regulatorns nuvarande instruktioner. Rapporten kommer med ett antal rekommendationer utifrån den regleringsprocess som nu pågår i Sverige och i regleringssamarbetet inom EU.

Den största tillförlitlighetsstudien (Transformer reliability survey.

Brochure 642, WG A2.37 (CIGRE)) av krafttransformatorer som gjorts av CIGRE är sedan december 2015 publicerad. Här redovisas 967 transformatorhaverier från en population av 167 000 transformatorår. Det är därför nu relevant att diskutera hur tillförlitligheten kan förbättras med tillämpning av nyligen reviderade IEC 60076 standarder och tekniska CIGRE-rapporter/broschyrer.

I föreliggande rapport finns även rekommendationer om förstudier för att reducera investeringskostnader under samma tillförlitlighetskrav vilket ytterligare skulle effektivisera och sänka kostnaderna i elnäten om all modern IEC standard och CIGRE rekommendationer tillämpades fullt ut.

2 Beskrivning av de två Ekodesign harmoniserande CENELEC standarderna för distributions- och krafttransformatorer

Detta kapitel tar upp Ekodesign-förordningens förlustkrav gällande distributionstransformatorer (vätskekylda som torra) och krafttransformatorer utgående från de två SS-EN standarderna. SS-EN 50288-1:2015 beskriver de nu gällande tillåtna maximala förlustvärdena för distributionstransformatorer där de tidigare förlustklasserna med högre förluster har tagits bort. Det är tillverkaren som är ansvarig för att de inte överskrids. Om tillverkaren finns utanför EU så är agent eller importör ansvarig. Det är nolltolerans som gäller, dvs maxvärdena får inte överskridas. Efter 1 juli 2021 gäller inga undantag som Ck- och Bk-klasser (ur distributionstransformatorseriens belastningsförluster) längre utan det är bara Ao-10%, Ak som får levereras.

Förordningen och standard för förlustgränser gällande krafttransformatorer (SS-EN 50629:2015) är helt nya med sitt speciella verkningsgradsindex, PEI (Peak Efficiency Index), som definieras nedan. Vid överskridande av max värden eller underskridande av PEI så får det behandlas som kontrakts – och lagbrott. Krafttransformatorstandarden har en informativ del som beskriver beräkning av förlustvärderingsfaktorerna A och B. Förordningen förutsätter att den nationella regulatorn ger sådana instruktioner att upphandlaren tillåts eller kompenseras för att installera effektivare transformatorer än vad förordningen kräver och då ekonomiskt motiverat ur ett livscykelperspektiv. I denna rapport beskrivs betydelsen och även problematiken kring definitionen av kalkylräntan och uppskattade framtida elpriser. Denna rapport skrivs i ett skede där regleringsinstrumenten fortfarande revideras av regulatorerna i Europa.

Med MPT menas Medium Power Transformers. De är normalt distributionstransformatorer, men också över 3,150 MVA till <40 MVA med $U_m \leq 36$ kV. Med LPT (Large Power Transformers) menas alla transformatorer med U_m över 36 kV eller från 40 MVA och uppåt. Med T1 menas tidpunkten 1:a juli 2015 och T2 tidpunkten 1:a juli 2021. I förstudien för Ekodesignarbetet gjordes en omfattande LCA (Life Cycle Analysis) som visade att det var transformatorns förluster under sin drifttid som till ca 95%-97% står för transformatorns miljöpåverkan. Därför har branschen skapat ett eget LCC (Life Cycle Cost) begrepp TCO (Total Cost of Ownership) som förenklat har två kostnadsposter. Den första är investeringen och den andra definierar miljöpåverkan som en kostnadsfunktion, vilket är nuvärdet av de kapitaliserade förlusterna. Själva användningen av en transformator är dess miljöpåverkan och därmed har en högförlusttransformator större miljöpåverkan än en lågförlusttransformator. Ekodesignförordningen anger ett Minimum Efficiency Performance Standard (MEPS) för samtliga ERP (Energy Related Product) och nedan anges det för transformatorer. För krafttransformatorer har nu begreppet PEI (Peak Efficiency Index) införts vilket förklaras i stycke 2.2. För distributionstransformatorer används fortfarande

maximala tomgångs- och belastningsförluster som MEPS-värden för standardserierna.

2.1 DISTRIBUTIONSTRANSFORMATORER (MPT) SS-EN 50588-1:2015

Denna EN-norm SS-EN 50588-1:2015 ersätter både SS-EN 50464-1:2007 och SS-EN 50541-1:2011. Här nedan kommenteras bara de viktigaste detaljerna. Det nya i SS-EN 50588 standarden gäller maxförlusterna på distributionstransformatorer. PEI begreppet införs på transformatorer över 36 kV eller över 3,150 MVA och förklaras i 2.2 Krafttransformatorer nedan.

Det speciellt nya i denna EN norm är följande:

- både vätskefyllda och torra distributionstransformatorer täcks i en standard
- tillämpningsområdet avseende märkeffekt är utökat
- nya maxvärden för förluster och ljudnivå vid olika märkeffekter är specificerade
- generellt är alla högförlustdistributionstransformatorer borttagna.
- för transformatorer över 3150 kVA har PEI konceptet introducerats
- distributionstransformatorer med DELTC eller OLTC med separata reglerlindningar är nu inkluderade
- deklarerat förlustvärde och garanterat förlustvärde. Deklarerat värde hänför sig till Förordningen medan garanterat värde som är lägre än deklarerat värde hänför sig till inköpskontraktet
- 2 nya tomgångsförlustklasser är nu införda
 - × AAo och AAAo
 - AAo är Förordningens Ao-10%
 - AAAo är ca 50 % av Ao och ska motsvara transformatorer med amorf plåt.
 - AAAo transformatorer ska ha ljudnivåer som överenskommes
- Toleranser finns inte längre på deklarerade MEPS värden. Mätta förluster vid leveranstest som överskrider förordningens maxförluster (MEPS) innebär att transformatorn inte uppfyller lagkravet och inte kan sättas på marknaden med de elektriska kontraktsvärden som märkeffekten anger. Det är absolut noll tolerans som gäller.
- Marknadskontroll kan komma att göras vid anmälan med extra kostnader för parterna. Toleransen vid denna marknadskontroll är +5%. Det finns ännu ingen praxis men troligtvis använder tillsynsmyndigheten ett transformatorprovrum med god förlustmättnoggrannhet.
- Mer värden ska anges på märkplåt och i produktokumentationen, t ex mätta förluster, deklarerad förlustklass, ledarmaterial, typ av elplåt och deras vikter. Dessutom säger förordningen att dessa värden ska finnas tillgängliga på tillverkarnas hemsidor. Till detta har inte EN Standarden ännu tagit hänsyn.
- En stor nackdel är att "industri och anpassningstransformatorer" med HSP under 1.1 kV inte ingår. Detta är en stor volym och här kan bara vädjas till de uppköpare som hanterar dessa transformatorer att tillämpa MEPS eller TCO. Idag sker köp av sämsta tänkbara material med mycket höga förluster i SE och EU. Dessa LV LV transformatorer är en gråzon.

- För större distributionstransformatorer 3,150 MVA till 40 MVA men ≤ 36 kV används PEI gränser som är samma som krafttransformatorer över 4 MVA och >36 kV. Här bör förlustvärderingsmetodiken användas.

2.2 KRAFTTRANSFORMATORER (LPT) SS-EN 50629:2015

Energiprestanda för krafttransformatorer ($U_m > 36$ kV eller $S_r \geq 40$ MVA)

SS-EN 50529:2015 är en ny EN standard för krafttransformatorer som ännu inte har sin partner inom IEC 60076. (Men den är på väg i IEC 60076–20 och skiljer sig bara genom några tidigare IEEE verkningsgradsmått vid 50 % last som har införts.) Det är EC:s Ekodesigndirektivet som kräver denna harmoniseringsstandard som gäller för Förordningen EU Nr. 548/2014 av 21 maj 2014. Som en randanmärkning kan man här säga att nyttan med lagstiftning inom energieffektivitetsområdet är att gammal teknik eller traditioner tvingas tillbaka och därmed kan nytänkande stimuleras.

EN standarden har inte bara stipulerade krav från förordningen och förklaringar till dess MEPS vilket är PEI. Den innehåller också informativa bilagor om hur kraven för PEI har framtagits, hur PEI beräknas samt exempel på en blankett för att samla statistiskdata som ska användas vid senare revideringar av Ekodesignförordningen. Det finns också en informativ och detaljerad bilaga om kapitalisering av förluster som det ska återkommas till. Dessutom redovisas hur verifiering av toleranser ska göras vid marknadskontroll.

Däriigenom har denna standard ett stort värde då den blir inkorporerad i IEC 60076–20.

I introduktionen i standarden sägs det att det är svårt med ett verkningsgradsmått för krafttransformatorer då både aktiv och reaktiv ska överföras. Man kan inte heller ge några värden för optimala tomgångsförluster eller belastningsförluster på grund av de otaliga applikationsområdena för en given märkeffekt.

MEPS-värdet Peak Efficiency Index (PEI) har utvecklats vilket är baserat på aktiva förluster och överförd effekt men oberoende av fasvinkel och belastningsfaktor och märkeffekt. Ett sådant index gör det möjligt att utvärdera energieffektivitet hos olika transformatorer, jämföra olika typer av transformatorer och att förstå skillnader mellan högre och lägre PEI.

Genom att sätta ett rimligt PEI värde som inte får understigas så skapas ett golv och krafttransformatorerna med höga förluster kommer att gradvis försvinna ur EUs transformatorpopulation. Sedan uppmanas alla transformatoranvändare att använda TCO konceptet. Denna starka rekommendation som finns i SS-EN 50529 om användandet av TCO kan man inte lagstifta om utan branschen (CENELEC) uppmanar alla medlemsländer med kraft- och nätbolag att energieffektivisera elnäten genom att använda företagsekonomiska och rimligt uppskattade ekonomiska parametrar för att hitta optimum mellan nuvärdet av förlustsminskning med extrakostnaden för mer material. Någonstans lönar sig inte mer material.

Innehållet i standarden berör:

1. Definiera ett verkningsgradsmått
2. Arbetet med att sätta ett minimum PEI baserat på en population av de senaste 10 årens nyinstallationer
3. Föreslå högre PEI för nästa effektivitetssteg
4. Göra en generell guide för Total Cost of Ownership (TCO), dvs beskriva framtagande av en förlustvärdering

Detta kapitel i Lathunden har central betydelse och kommer huvudsakligen att handla om PEI och TCO. Då denna SS-EN 50629 standard är mycket informativ och gör detaljförklaringar så kommer denna rapport bara att kort kommentera väsentliga avsnitt i standarden och referera till standardens skrivningar.

2.2.1 PEI för transformatorer

I standardens kapitel 4 (sid 8) introduceras verkningsgrads och PEI begreppen. Den fullständiga energieffektivitetsformeln vid belastningsfaktorn k ger EI (verkningsgradsindex). Denna generella formel för transformatorers energieffektivitet är grunden för att utveckla det nya måttet PEI:

$$EI(k) = kSr - (Po + Pco) - (k^2Pk + Pck(k)) / kSr \quad (\text{pu}) \quad (\text{sid 8 i standarden}) \quad (1)$$

Förkortningarna finns på sid 8 där k är belastningsfaktorn.

I Annex B i CENELEC normen så deriverar man denna funktion (1) med avseende på k och genom att både sätta kylförluster vid tomgång och belastning till 0 i det område då belastningsfaktorn är mycket mindre än 0.5 så kan man få uttrycket för belastningsfaktorn och PEI vid just den belastning k där verkningsgradskurvan har sitt toppvärde ("peak"). Där är derivatan av ekvation (1) noll. Här ser man att båda formelerna måste förenklas då vi i Sverige inte har någon kylning vid tomgång dvs Pco är 0.

$$k = k_{PEI} = \sqrt{(Po + Pco)/Pk} \quad (2)$$

PEI är verkningsgradsfaktor när belastningsfaktorn = k_{PEI}

Genom att sätta in värdet av k i (2) i ekvation (1) fås genom ett antal förenklingar som visas i standardens kapitel 4:

$$PEI = EI(k_{PEI}) = 1 - 2(Po + Pco)/Sr \sqrt{(Po + Pco)/Pk} \quad (3)$$

Genom att sätt Pco till 0 så blir

$$k = \sqrt{\frac{Po}{Pk}} \text{ och förenklas här i Sverige till}$$

$$PEI = 1 - 2\sqrt{(Po \times Pk)}/Sr \quad (4)$$

Denna förenklade formel (4) från standarden är viktig och pedagogisk då man lättare ser hur man kan uppfylla PEI kraven med variation av Po och Pk . Vi kommer till denna analys lite senare.

I kapitel 5 i standarden förs ett allmänt resonemang om PEI värdet. Först anges alla PEI värden som funktion av transformatorns märkeffekt vid första omgången T1 för juli 2016 och sedan T2 för juli 2021.

Bakgrunden till PEI värdena ges här bara kortfattat som ett resultat av en CENELECs datainsamling av förlustdata hos en population transformatorer inlevererade från ett antal länder (ca 10) från 2002 och framåt, ca 2500 enheter från 5 MVA upp till 600 MVA. Samtliga enheters förluster har omräknats till ett PEI värde och plottats som PEI på y-axeln och MVA på x-axeln. Allt finns beskrivet i SS-EN 50629 Annex D "Benchmark of PEI", (sid 23). Några leverantörer inom T&D Europe lämnade också dylika data för att visa hur stora PEI variationer för en märkeffekt det kan röra sig om beroende på olika förlustvärderingar, spänningsomsättningar, impedanser, 2–3 lindningar, reglerområden osv. I de samtal som följde i Consultation Forum så angav DG ENTR (Industridepartementet) att det bara rör sig om en "ribba" som inte får underskridas. Som förstudien visade så bestäms förluster i uppdragshandlingar antingen av förlustvärderingar eller att fasta maximala förluster anges. Skälen för de låga PEI värdena var troligen mycket höga begärda förluster för att få ner investeringskostnader eller för låga förlustvärderingar av samma skäl.

Därefter har man använt gränsvärdena för den lägre kvartilen (25 %) av de insamlade transformatorernas PEI värden för T1 (2015) och mediankvartilen (50 %) för T2 2021. Framtida revisioner kommer att kräva mycket bättre underlag som föreslås i Annex C i EN 50629. Härtill avses att använda en blankett för insamling av data på levererade enheter.

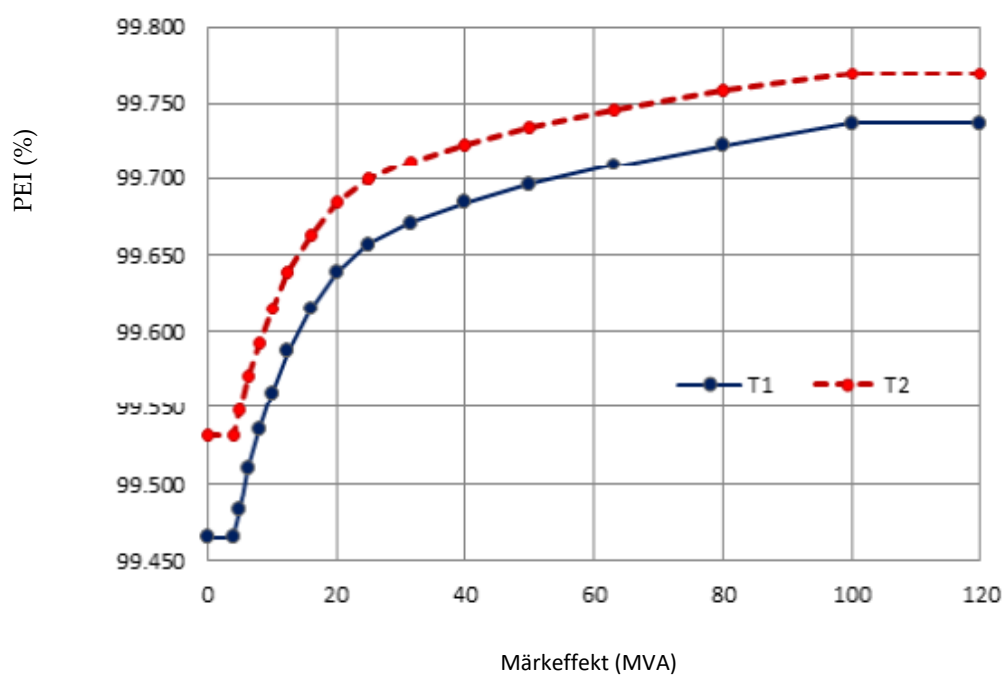
T & D Europe gjorde några beräkningar vid olika förlustvärderingar för 2013s materialkostnadsnivå (redovisas i Bilaga A) och kunde visa att T1 motsvarar en förlustvärdering under 4000/ 1000 EUR/kW. T2s värden ligger närmare 7000–8000/2000 EUR/kW (Po värdering/ Pk värdering).

Detta tolkades som rimliga steg då 8000/2000 värdet syns vara dagens medelvärde i EU:s förlustvärderingar utifrån en analys som T & D Europe gjorde omfattande 350 offerter. Förlustvärderingar inom EU har en mycket stor spridning från inget eller 2000/500 EUR/kW upp emot 15 000/ 3000 EUR/kW.

Här redovisas från standarden både Tabell 1 och Figur 1 som visar de PEI värden per märkeffekt som inte får understigas vid tillverkning. Observera att nu används 3 decimaler i verkningsgradsindexet. PEI för mellanliggande märkeffekter får genom linjär interpolering.

Tabell 1: Minsta tillåtna PEI för vätskekylda krafttransformator för T1 och T2 där S_r är märkeffekt. (Källa: SS-EN 50529:2015 sida 10)

S_r (MVA)	PEI – T1 (%)	PEI – T2 (%)
≤ 4	99,465	99,532
5	99,483	99,548
6,3	99,510	99,571
8	99,535	99,593
10	99,560	99,615
12,5	99,588	99,640
16	99,615	99,663
20	99,639	99,684
25	99,657	99,700
31,5	99,671	99,712
40	99,684	99,724
50	99,696	99,734
63	99,709	99,745
80	99,723	99,758
≥ 100	99,737	99,770



Figur 1: Graf för att illustrera tillåten PEI för T1 och T2 för krafttransformatorer (Källa: : SS-EN 50529:2015 sida 19)

Förlustvärderingsvärden som används vid upphandling har inget med lagkraven att göra. Däremot om låga förlustvärderingar används i relation till märkeffektens PEI kan leverantören i vissa fall vid komplexare transformatorer t ex hög impedans, 3 lindningstransformator, ovanligt reglerområde, komma i en svårighet att kunna bestämma relationen P_o och P_k . Denna svårighet kommer att öka vid T2 med förhöjda PEI värden så länge denna förlustvärdering är låg i relation till medianen av de förlustvärderingsvärden som används i EU. Detta uppmärksammas i EN standardens kapitel 5.2 där förlustvärderingsmetoden med TCO metodik därför rekommenderas.

2.2.2 TCO för transformatorer eller inköpspris med kapitalisering av årlig förlustel

Detta avsnitt i denna rapport betraktas som väsentlig och vill vara den Lathund som bör användas vid upphandling av energieffektiva transformatorer.

Redan här bör det refereras till den VAST rapport om transformatorer som VAST-Vattenfall- ABB gjorde ca 1992. Vi kommer att utgå från denna VAST rapport men göra de tillägg som, behövs efter över 25 år då det skett stora förändringar på marknaden.

SS-EN 50629 Annex E heter Kapitalisering av förluster och betecknas som "Informative" då CENELEC inte har mandat att lyfta denna företagsekonomiska och finansiella fråga till någon form av standard.

Men likväl menar Arbetsgruppen inom CENELEC att kapitalisering av förluster är det bästa sättet att optimera transformatorer ur ett livscykelperspektiv.

Här menas inte att minimera förluster eller låta förluster bli vad leverantören "tror är det bästa" för att få ned investeringskostnaden eller att upphandlaren låter värderingen bara vara en kalibreringsfaktor för att enkelt kunna jämföra offerter från olika leverantörer. Utan optimeringen innebär att optimera investeringen plus nuvärdet av de kapitaliserade förlusterna för att erhålla den största energibesparingen till lägsta kostnad. Med andra ord resultatet blir en transformator vars förluster är ekonomiskt optimala men inte minimala.

Här kan det vara på sin plats att göra en översättning av standardens inledning, sid 5.

"Att ansätta ett minsta PEI är ett rimligt sätt att förbättra energieffektiviteten för den installerade transformatorpopulationen genom att eliminera transformatorer med låg effektivitet med undantag av vissa transformatorer.

Användandet av PEI sätter ett golv för transformatorers effektivitet men användandet av lämplig förlustvärdering vid upphandling är nödvändigt för att välja transformatorer med optimal ekonomisk försvarbar effektivitet. Användare som inte använder förlustkapitalisering rekommenderas starkt att undersöka nyttan av att göra så.

För större enheter över 100 MVA kan den ekonomiska möjliga effektiviteten begränsas av de tekniska parametrarna hos elnätet (tex impedans), och specifika transport- och installationsbegränsningar. När det gäller dessa enheter så

upphandlas de ofta av större transmissionsägare, som vanligtvis använder hög förlustkapitalisering. Dessa enheter över 100 MVA tenderar redan att vara "state of the art" vad beträffar energieffektivitet."

Den övergripande processen av kapitalisering innebär beräkning av nuvärdet från besparingar av förlustel över nu i Sverige 40 - 50 år, dvs den linjära avskrivningstiden. Detta betyder att kWh besparingarna ska beräknas i enlighet med deras årliga värden. Till detta kommer att den årliga kostnaden för förlustelen ska bli uppskattad över de 40 åren eller den beräknade drifttiden och allt ska diskonteras med en kalkylränta för att få nu-värdet.

I detta kapitel ska vi titta på de förenklingar CENELEC gör samt de svenska förhållanden som nu finns vad beträffar kalkylräntor och marknadsberoende volatila energipriser samt aktuella produktionskostnader för olika energislag.

CENELEC rekommendationen av TCO parametrar hänvisar både till nätbolagsnytta, samhällsnytta och slutkundsnytta. Denna rapport kommer att försöka lägga ett dylikt hållbarhetsperspektiv i analys och rekommendationer.

2.2.2.1 TCO formel och bestämning av faktor A och B

Annex E.3 (sida 33) innehåller en nuvärdesberäkning av kapitaliseringsformlerna för tomgångsförluster (faktor A i SEK/kW) och belastningsförluster (faktor B i SEK/kW). Därför görs här bara en sammanställning av de viktigaste formelerna

$$\text{TCO} = \text{Inköpspris} + A \times P_o + B \times (P_k + P_{kc}) \text{ (detta kallas jämförelsepriset)}$$

(P_{kc} (kylarförluster) gäller för större transformatorer när fläktar och för mycket stora då både pumpar och fläktar finns)

Denna formel är nu fundamental att använda för elnätbolagen i kommande skärpta förordningar så att t ex PEI-T2 uppfylls. Den är lika viktig att använda för tillverkarna vid deras optimeringar.

A och B bör sättas så rätt som möjligt då varje tillverkare som vill svara på en offert använder dessa faktorer. Upphandlaren har sen med dessa faktorer att jämföra priser plus kapitaliserade förluster mellan konkurrenter.

Rent generellt och mycket förenklat optimeras transformatorer genom leverantörens optimeringsprogram där ofta 5–6 parametrar som strömtätheter i 2-3 lindningar, flödestäthet, kärndiameter och kärnbenshöjd tillåts varieras inom alla tänkbara kombinationer med materialkostnader kända för varje punkt. Härvid finns ett regelverk som hela tiden kollar att kundens specifikation v b spänningar, impedanser reglerområde och ljudnivå innehålls. För varje möjlig konstruktion fås en rörlig kostnad. Med det i specifikationen givna A och B värdet multipliceras konstruktionens förluster dvs P_o och P_k värde. Det finns olika optimeringsrutiner som genom optimeringsalgoritmer till slut hittar ett minimum. Därefter sker en verifikationsberäkning för att kontrollera t ex kortslutningshållfast och hot spot temperaturer och elektriska fältstyrkor vid kritiska geometrier.

Optima kan vid närmare genomgång visas vara mycket flackt och exempel kan visa att inköpspriset stiger ganska måttligt vid högre värderingar då fasta kostnader utgör en mycket stor del av krafttransformatorns kostnad på installationsplats.

Bestämning av faktor A (Värdering av tomgångsförluster)

Författaren kommer här att ansluta sig till de praktiska och pragmatiska förenklingar som CENELEC generellt föreslår och sen också vad IEC planerar göra. Dessa förenklingar är helt acceptabla i jämförelse till de osäkerheter som finns i att finna korrekta kalkylräntor och att skatta framtida elproduktionspriser.

$C_{n/2}$ är en uppskattad energikostnad, eventuellt med elöverföringskostnad tillagd, 20 år framåt i tiden, $n = 40$ år om det är den aktuella drifttiden som förväntas och i = kalkylräntan

$$A = 8760 \cdot C_{n/2} \cdot \frac{\frac{1}{1+i} \left(1 - \frac{1}{1+i}^n\right)}{1 - \frac{1}{1+i}} = 8760 \cdot C_{n/2} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i} \quad (5)$$

Här är i Sverige är "n" t ex 40 år och "i" är kalkylräntan i reala termer och finns i den sista termen $\frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i}$ som benämns nusumme faktorn. 8760 timmar är de normala årstimmarna transformatorn står inkopplad dvs antingen med viss belastningsström eller bara som stand-by.

Kalkylräntan

Kalkylräntan, eller diskonteringsräntan, är dels den räntesats som avser ersättning för den avkastning som elnätbolaget kräver för att binda kapital i tillgången, dels den faktiska räntekostnaden för lånat kapital.

I princip men förenklat bestäms kalkylräntan för elnätsbolaget av huvudsakligen tre kriterier:

- Faktiska kostnader för kapital; låneräntor och avkastningskrav på eget kapital.
- Risker med investeringen.
- Kapitalstruktur (soliditet och skuldsättningsgrad)

Det finns ett antal modeller men också olika teorier och framförallt olika bedömningar för att avgöra vilken kalkylränta som ska användas. Den vanligaste bedömningsfrågan är graden av risk som tillgången utgör. Med risk menas vanligen hur mycket avkastningen på en investering varierar över tiden. Räntan på det lånade kapitalet är den låneränta som elnätbolaget erhåller. Låneräntan varierar beroende på den kreditrating som bolaget erhåller.

Med utgångspunkt av dessa tre komponenter kan man fastställa kalkylräntan eller genomsnittligt vägd kapitalkostnad (eng. WACC). Men olika antaganden om bl. a. avkastningskrav och kapitalstruktur och även olika meningar om djupare ekonomiska teorier kan leda bedömare att komma fram till skilda WACC nivåer. Bedöms risken för framtida fluktuationer som hög, tillämpas en högre soliditet och ett högre avkastningskrav, vilket leder till höga WACC nivåer.

I sammanhanget konstateras att Miljö- och Energidepartementet har gett ut en ny instruktion (SFS 2016:742 Förordning med instruktion för Energimarknadsinspektionen) till Energimarknadsinspektionen (Ei) som gäller från 2016-08-01. Där paragraf 6 fastslår att Ei ska verka för energieffektivitet.

När de årliga förlusterna ska kapitaliseras används denna kalkylränta. Det kan ses som om man sammanlagrar alla förlustelskostnader till ett nuvärde vid jämförelse av offerter. Kalkylräntan kan därmed sägas bestämma de årliga utbetalningarna över tiden för att täcka transformatorn förluster.

Tabell 2 visar nusumme faktorn $\frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i}$ som funktion av antal år (n) och kalkylräntan (i).

Tabell 2: Tabellen redovisar nusumme faktorn som funktion av kalkylränta och driftår.

Antal år (n)	3%	4%	5%	6%
10	8,53	8,11	7,72	7,36
20	14,88	13,59	12,46	11,47
30	19,6	17,29	15,37	13,76
40	23,11	19,79	17,16	15,05
50	26,73	21,48	18,26	15,76

Tabell 2 åskådliggör inverkan av hög och låg kalkylränta. Vid högre kalkylräntor ser man nusumme faktorns tendens till olinjaritet t ex att de tio första åren är mer värda. Vid lägre kalkylräntor tenderar nusumme faktorn att bli mer linjär och värden längre fram i tiden har även de ett bidrag att ge nusumman.

Kalkylräntan är en kritisk parameter och kan beräknas efter bedömning av ett flertal parametrar där det från olika vinklar finns subjektiva och objektiva synpunkter på varje parameter. Det betyder att alla intressenter inblandade i elöverföringssystemen ofta kommer fram till olika resultat allt utifrån den intressesfär de representerar.

Elpriser

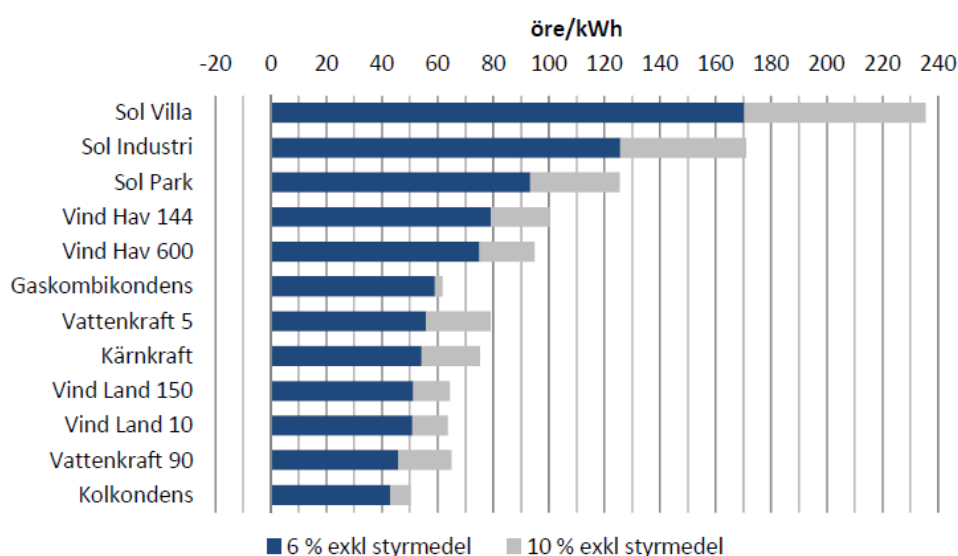
Då återstår den andra svåra frågan, vilken utveckling kommer framtida elpriser att ha? CENELEC föreslår att man gör en bästa skattning eller prognos ca 20 år framåt i tiden, idag ca 2035. Det kan antas att marknadssubventionerna för den fossilfria genereringen har minskat om möjligt inte finns längre. Då kommer de verkliga produktionspriserna att ha slagit igenom i ett mindre olje- och gasberoende EU som också är betydligt mer ihopkopplat än idag.

Energiforsk AB gav 2014 i uppdrag att göra en beskrivning av olika elproduktionstekniker och deras elproduktionskostnader. Detta finns redovisat i Elforsk rapport 14:40 "El från nya och framtida anläggningar 2014"

Sådana analyser ger också ett bidrag till de marknadspriserörelser som oscillerar långsamt i takt med subventioner och obalans i tillgång och efterfrågan. Här kan marknadspriserörelser ställas mot produktionspriser. Det som sas tidigare är att om

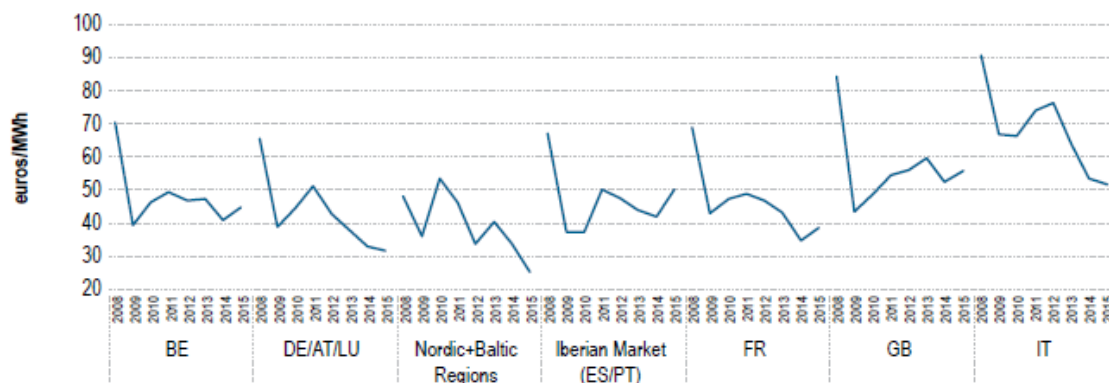
kalkylräntan är hög så betyder de 10 första åren mycket och under den tiden kan möjligen elpriset skattas bättre. Det omvända gäller vid lägre kalkylräntor där de första 15 åren betyder nästa lika mycket som de 25 senare men då är elprisskattningen svårare att uppskatta men man kan då luta sig mot de produktionspriser som Energiforskrapporten visar. (Figur 2)

Figur 2 och 3 visar på elproduktionskostnader för dagens teknologier, respektive årliga marknadspriser mellan nord och syd EU. Dessa marknadsprisdifferenser får antas minska inom de närmaste 20 åren med en mer integrerad elnätmarknad inom EU.



Figur 2: Kostnad för generering vid användning av olika teknologier. (Källa: Elforsk rapport 14:40 "El från nya och framtida anläggningar 2014")

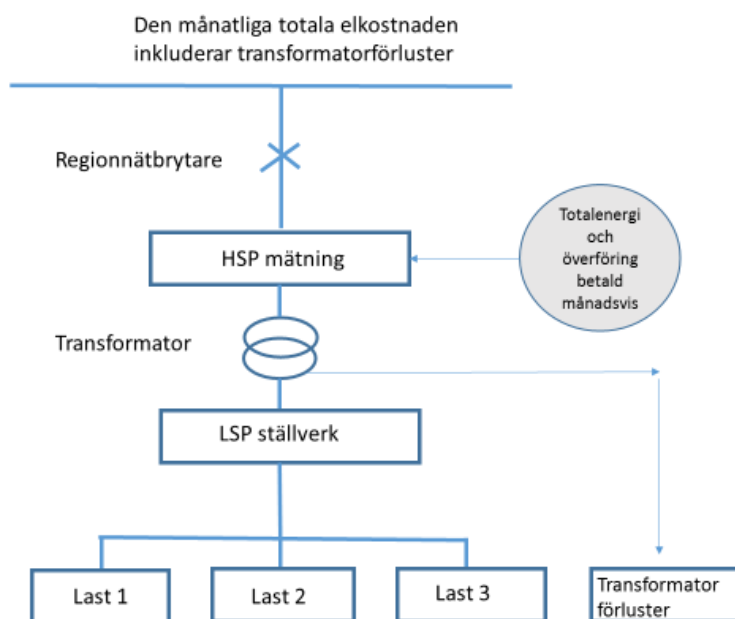
Samtidigt pågår en integrering av det europeiska nätet genom att bygga ut sammankopplingskapaciteten, vilket borde leda till priskonkurrens och prisutjämning samt leveranssäkerhet. Figur 3 är hämtad från : ACER /CEER Annual Report on the Results on Monitoring the internal Electricity Market 2015, Sept 2016



Figur 3: Utveckling av elpriser inom EU under 2008–2015 (Källa: ACER /CEER Annual Report on the Results on Monitoring the internal Electricity Market 2015, Sept 2016)

Förlustelen från transformatorer kan teoretiskt betraktas som en last som ska överföras nedströms. Man kan då tala om överförings – och distributionskostnader för förlustelen vid olika mätpunkter. Sådana diskussioner förs i vissa länder.

Detta visas i schablonmässigt i Figur 4.



Figur 4: Förlustelen som "last" i elnätet

Elprisuppskattning 20 år framåt i tiden verkar var behäftad med stora osäkerheter. Denna rapport har försökt peka på vissa fakta som framtida produktionskostnader i att producera el. Dessa kostnader tycks vara realistiska med tanke på de faktiska byggkostnaderna och infrastrukturen runt omkring samt de antagna kostnaderna för bränsle och underhåll. Osäkerheten i dessa produktionskostnader är att den tekniska livslängden varierar från 15 år och uppåt. Därför kan dessa siffror vara en

indikation att elproduktionspriset inte kommer att vara lägre än vad dessa siffror pekar på.

A faktorn kan nu beräknas enligt CENELEC och skrivas som:

A faktorn är 8760 h x (förväntad produktions+överföringskost. vid 2035) SEK/kWh x nusummefaktorn.

Bestämning av faktor B (Värdering av belastningsförluster)

Belastningsströmförlusterna har i huvudsak en med tid växande basdel och till detta en cyklisk varierande last som har med typ av last och årstider. För att rätt bestämma mängden koppar så bör en årlig, eller över längre tid, en medelbelastningsförlustfaktor bestämmas. Se Annex E 3.3 Beräkning av B faktorn. E3.3 är en komplett beskrivning av hur man når en väl bestämd B faktor genom att ansätta olika utnyttjningstider för olika typer av laster. Här refereras då till sidorna 35 – 38 i normen där ekvation (6)

$$\mu = \frac{1}{T} \int_0^T (k(t))^2 dt \quad (6)$$

beskriver medellastförlustfaktor (μ) och fås genom integration av kvadraten på ögonblicksvärdet av belastningsfaktorn (k) över tiden.

Behöver man bara en stark förenkling i linje med de tidigare resonemangen kring osäkerheter beträffande kalkylräntor och elprisprognoser så föreslår författaren en lika enkel formel som vid bestämning av faktor A.

Därför föreslås samma förenkling som CENELEC gör för industritransformatörer där B skrivs:

$$B = \mu \cdot 8760 \cdot C_{n/2} \cdot \frac{\frac{1}{1+i} \left(1 - \frac{1}{1+i}\right)^n}{1 - \frac{1}{1+i}} = \mu \cdot 8760 \cdot C_{n/2} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i} \quad (7)$$

Ekvation (7) kan därför skrivas:

$$B = \mu \cdot A \quad (8)$$

Där μ approximeras till

$$\mu = \left(\frac{S}{S_r}\right)^2 \quad S_r \text{ är märkeffekt och } S \text{ är en över tid uppskattad medellast}$$

varvid

$$B = A \cdot \left(\frac{S}{S_r}\right)^2 \quad (9)$$

Det finns ofta en tradition att sätta medelasten till 50 % av märkeffekten men den kan både vara högre eller mer vanligt lägre. Vid 50% medellast är $\mu=0,25$ och vid 40% medellast så sjunker μ till 0,16, dvs. med 40%, vilket bör observeras i linje med osäkerheter att bestämma kalkylränta eller att uppskatta framtida elpriser.

En sista kommentar här är att ovanstående resonemang är helt företagsekonomiska men under det klimathot som växer bör dessa A och B faktorer sättas i linje med de hållbarhetsstrategier som gradvis byggs upp och som regulatorerna bör medverka till genom att lågförlusttransformatorer får rätt kompenseringsramar.

3 Mätnoggrannhet och marknadskontroll med tillsynsmyndighet

Förlustkraven har nu blivit ett lagkrav som tillverkare, agenter, importörer ska uppfylla utan tolerans. Vid förlustmätning bör komponenter och instrument ha största möjliga noggrannhet då transformatorns förlustkapitalisering har samma storleksordning som dess inköpspris.

Förlustmätning har med osäkerhetsanalys att göra. Kapitel 7 i EN 50588 kan verka lite rörig.

Nu är det viktigt att leverantören kan göra sin egen osäkerhetsanalys av sin mätmetod och med de instrument som används. Därför bör kravställningen i upphandlingsdokumenten handla om noggrannhetskrav för de ingående mätkomponenterna

Genom att känna noggrannheten på instrument kan IEC 60076–19, edit. 1–2013 användas. Denna relativt okända standard kan återopas vid förlustmätningar som kontroll av spridning om man ligger nära MEPS men också vid närheten av garantivärden. Och speciellt om tillsynsmyndigheten behöver göra marknadskontroll

Vid marknadskontroll av distributionstransformatörer gäller max +5%. Vid krafttransformatorer gäller vid marknadskontroll att $PEI = 1 - 2 \sqrt{(P_o \times P_k)/1.05S_r}$

Tillsynsmyndighetens (Energimyndigheten) produktkontroll för Ekodesign kan i praktiken bara göras i transformatorprovrum. Det finns ingen förklaring till varför CENELEC har missat denna möjlighet.

Följande skrivning i upphandlingsdokumenten föreslås:

All mätutrustning ska vara av klass 0.2 eller bättre. Analoga wattmetrar ska vid full avvikelse vid en effektfaktor av 0.1 vara av klass 0.5 eller bättre. Mätutrustningen ska kalibreras minst en gång per år vid ett mätlaboratorium. De senaste kalibreringskurvorna vara tillgängliga vid provrummet. Kalibreringsdatumet ska vara angivet på utrustningen. Dagens bästa tillgängliga förlustmätteknologi (2016) använder moderna spänningsdelare och strömtransformatorer med noggrannhet av 0.05% vardera samt elektroniska wattmetrar med en noggrannhet på 0.08% vid effektfaktor 0.1 och 0.7% noggrannhet vid effektfaktor 0.01. Upphandlingsdokumenten bör peka på dessa nya tekniker så att provrumsinvesteringar för större noggrannhet sker.

Kalibreringstekniken vid dessa moderna instrument blir annorlunda med delvis automatisk kalibrering och kompensering, därvid rekommenderas treåriga kalibreringsintervaller.

4 Andra krav om dokumentation och toleranser

Krav på mer data på märkplåt och annan produktinformation gäller.

Märkplåtsdata har utökats enligt kapitel 8 i EN 50 588 och kapitel 5.3 i EN 50 629 med benämning av Po och Pk klass samt PEI, mätta Po och Pk förluster och mängd i kg av elplåt och ledare. Detta är krav.

IEC toleranserna vid garanterade värden finns kvar förutsatt att dessa värden inte är sämre än MEPS för MPT eller PEI för LPT.

Observera att MEPS värdena inte har några toleranser. Tillverkarna måste därför ännu hårdare än tidigare täcka sina spridningar i material och produktion/konstruktion med egna marginaler. Detta kan i många fall synas som större spridningar mellan leverantörer med avseende på vikter än tidigare, vilket också påverkar priser.

Överträds MEPS kommer transformatorn inte att vara förenlig med lagkraven och tillverkaren kan inte leverera dvs kan inte sättas ut på marknaden med de typeffekter som angetts. Den nationella tillsynsmyndigheten (i Sverige är Energimyndigheten den ansvariga instansen dit klagomål om orätta förlustangivelser kan göras av någon leverantör) kan t ex göra en kontrollmätning hos leverantören mot kostnad och leveransförsening och då tillämpa översynstoleranser enligt 7.3 och 5.5.2

Annex D till EN 50 629 innehåller D.2 som är populationsbeskrivningen som ledde till PEI gränser i första omgången. Annex D.3 har tekniska faktorer som kan leda till att PEI värdena kan underskridas. Processen tolkas så att tillåtelse att understiga PEI kan ges av tillsynsmyndigheten som prövar efter att också ha prövat mot relevant förlustvärdering.

Annex D.4 ger 8 typer av undantag fört PEI.

Annex C i EN 50 629 är en begäran att med testprotokollet sända en ifylld datablankett enligt annexet. Det har som syfte att tjäna som indata till de revisioner som CENELEC senare ska göra för att stötta kvaliteten i framtida Ekodesign revisioner. Här rekommenderas att denna blankett åberopas i inköpsanmodan.

5 Konsekvensdiskussion av Ekodesign-krav

Detta kapitels syfte är att både kvantitativt och kvalitativt bedöma Ekodesign-förordningens inverkan ekonomiskt och vad gäller påverkan på CO₂-utsläpp.

Uppskattningar av vikts- och kostnadsökningar för distributionstransformatorer finns diskuterade i förstudien. Exempelen nedan kommer från T&D Europe:s analysarbete som redovisats vid Ekodesign konsultationer (Consultation Forum). (Materialet finns i EC:s databaser för Ekodesign Transformatorer)

- Ekodesignprocessens bedömare av "ROI" (Return on Investment) och miljöpåverkan har varit ett universitet i Portugal. De arbetade med alla data som fanns i förstudien och de gränsvärdena som beslutades och mycket summariskt kunde de med en besparing på 17 TWh och 3.8 Mtons minskning av CO₂, fram till 2025, få en positiv pay-back trots att transformatorerna blev dyrare. Bedömningen riktade sig endast mot distributionstransformatorer och förlustelskostnaden sattes till 0.1 EUR/kW, kalkylränta 4 % enligt Ekodesignreglementet med hänvisning till att distributionstransformatorer finns närmast konsumenterna. Men det avgörande var de stora reduceringarna av CO₂ och TWh.
- Om ingen ny teknik används så betyder den nya förordningen för distributionstransformatorer att vikten ökar vid T1 helt beroende på vilken serie man köpt tidigare och ökar ytterligare vid T2. Exempel är att om man förut köpt relativt billiga Co, Ck transformatorer och nu måste köpa Ao, Ak transformatorer så kan vikten öka med 40 % och när man sen ska köpa under 2020 Ao-10%, Ak så kan viktökningen bli ytterligare 10–15%. Till detta kommer också dimensionsökningar men här finns inga siffror än de antaganden som vissa europeiska nätbolag hade gjort vad beträffar behov att ändra standard för kiosker och dörröppningar. En intressant kommentar från någon tillverkare var att det är en förlustfördel om man gör transformatorn högre och kompenserar för ökade längd och bredddimensioner. Författaren menar att det behöver göras en del konsekvensanalyser hos tillverkare där traditionella konstruktions- och produktionsmetoder ifrågasätts.
- Dessa viktökningar är konkurrensneutrala och innebär att tillverkarna använder mer elplåt och ledarmaterial som i sin tur höjer kostnaden som måste betalas av elnätsbolag vilket leder till ökade intäktsramar vid tariffsbestämningar som leder till att abonnenterna får betala högre elnätspriser. Om inte EU:s Regulatorer föreslår nya kompensationsmekanismer så finns en risk att slutkunderna kommer att stå för slutnotan för Ekodesign och CO₂ reducering för transformatorer.
- En tillverkare har gjort en optimering av Ao, Ak och Ao-10%, Ak transformatorer och finner vid 2013:s materialpriser att T1 motsvaras av A ca 80 000 SEK/kW och B ca 1000 SEK/kW. Motsvarande för T2 är A 150 000 SEK/kW och B 15 000 SEK/kW. Dessa siffror om än inte exakta är intressanta och visar de stränga kraven som ändå T1 och T2 för distributionstransformatorer utgör. Dessa värderingar kom fram utifrån en 630 kVA enhets analys. Där togs kostnader/priser fram vid Co, Ck förluster i steg ned till Ao-10% Ak. Därmed kunde ett kostnadspolynom med anpassade

konstanter (kostnaden var känd för varje förlustkombination) tas fram där två obekanta dvs x för P_o i relation till C_o och y för P_k i relation till C_k utgjorde ekvationen. Det fullständiga polynomet för TCO kostnaden bildades med Pris + Förlustkostnad. TCO deriverades med avseende på x och y och sattes 0. Vid TCO:s minimum kunde faktorerna A o B ovan lösas ut.

- Motsvarande analys har gjorts för krafttransformatorer av T&D Europe och redovisats i Consultation Forum 2013 med 2013 materialpriser. PEI värdena har beräknats för olika förlustvärderingar (se Bilaga A). Utfallet var att för T1s PEI gränsvärde så understegs PEI gränsvärdet för dessa krafttransformatorer vid A/B ca 40000/1000 SEK/kW och under för T2 gällde motsvarande för A/B för värderingar under ca 70000/1500 SEK/kW.
- De viktökningar som angetts för distributionstransformatorer ovan finns fysikaliskt sett också för krafttransformatorer men då beror det på från vilken förlustvärdering man tidigare har köpt- Har man köpt från 30 000/7000 SEK/kW förut (dvs högförlusttransformatorer) och börjar använda 100 000/20 000 SEK/kW så kan viktökningarna bli uppemot 40% men om man har köpt med 60000/15000 SEK/kW så kan ökningen till 100 000/20 000 SEK/kW bli ca 8 - 10%.

Slutsatsen är att för svenska förhållanden är maxvärdena för distributionstransformatorer vid T1 måttliga och kanske i linje med vad många kunder redan har köpt. Vid T2 bör de redan idag ses som en radikal skärpning och motsvaras av högre förlustvärderingar än vad i dag normalt används i Sverige.

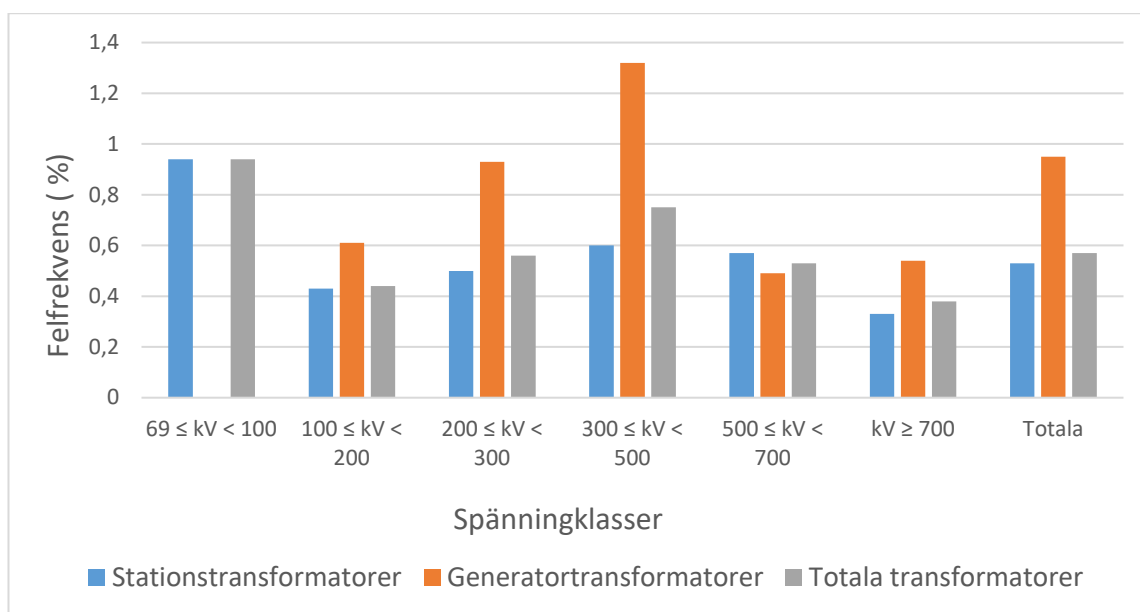
För krafttransformatorer är PEI vid T1 och T2 bara ett "effektivitetsgolv" som inte får understigas.

6 Ekodesign och tillförlitlighet

Högförlusttransformatorer och lågförlusttransformatorer vid samma märkeffekt och impedans har olika mängd aktivt material och därmed totalkostnad. Strömtätheter och därmed specifika kortslutningskrafter och termiska ytlaster blir större i en högförlusttransformator. Frågan om riskkorrelation och ekodesign är komplicerad och denna rapport kan inte ge utrymme för några djupare tekniska resonemang. Här hänvisas bara till att upphandlaren motiveras att söka kunskap för att förbättra inköpsspecifikationerna. Nedanstående resonemang gäller också vid tillståndsanalyser som ofta görs av en kontinuerligt åldrande transformatorpopulation.

Transformatorhaverier tycks ha minskat de senaste 30 åren. CIGRE redovisar från 1983 på populationer tidigare från 50talet en felfrekvens på ca 2.5 %, dvs. för 10 transformatorer som varit i drift i 10 år så har statistiskt fler än 2 felat under dessa 10 år!

I den nyligen publicerade rapporten "Transformer reliability survey, Brochure 642, WG A2.37 (CIGRE), Paris, France, December 2015" visas denna bild, se Figur 5.



Figur 5: Haverifrekvens i procent i relation till märkspänning och applikation
(Källa: Transformer reliability survey, Brochure 642, WG A2.37 (CIGRE), Paris, France, December 2015)

För mindre transformatorer och generatortransformatorer ligger felfrekvensen omkring 1 % och för övriga mindre än 1 %. Dvs. 1 transformator felar statistiskt t ex under 10 år i en population av 10, dvs 1 förväntat fel på 100 transformatorår = 1%

Populationen i denna senare CIGRE rapport var stor, 167 000 transformatorår med 964 allvarliga fel (fel = bortkoppling mer än en vecka) under åren 1996 - 2010. 13 % av alla 964 fel ledde till brand eller explosion!

Författaren till denna Ekodesign rapport menar att urvalet inte var riktigt representativt. Det var mycket svårt för WG 37 inom CIGRE A2 att starta detta projekt som tidigare varit möjligt med högspänningsbrytare. Under projektet var det bara 58 elnätbolag från 21 länder som gav felhaveriuppgifter som fanns i dessa bolags olika arkiv och databaser, där spårning av fakta var möjlig. Författaren menar att den verkliga felfrekvensen inom EU:s alla tusentals elnätbolag förmodligen inte är lägre än vad ovanstående siffror säger.

Det som nu skiljer sig från förra rapporten 1983 är mängden lindningsfel som tidigare varit lägre än genomföringsfel och lindningskopplarfel. Nu är lindningsfelen uppe i majoritet, nästan 50%. Resten är som tidigare huvudsakligen genomföringar och lindningskopplare. En observation för området i lokal- och distributionsnät <100 kV, som rapporten visar, är att av 122 haverier så härrör 109 fel från lindningar (90%)

Analysarbetet av denna rapport visade tidigt på att det finns en randomeffekt av felen dvs. inte så mycket fel efter längre tid. Utan felen är jämt fördelade under tiden.

Men viss statistisk osäkerhet i antal och ålder i detta innebar att man sen inte tog med det i den slutliga rapporten men det finns i statistikmaterialet, som är officiellt tillgängligt för CIGRE medlemmar.

Ovanstående rapport visar att 75 % av alla felen faller inom 5 områden:

- Okänt (30 %)
- Åldring (12 %)
- Extern kortslutning (12%)
- Konstruktion (10%)
- Tillverkning (10%)

CIGRE Rapporten gör inga analyser eller ställer upp hypoteser om orsaker (root causes) av dessa statistikfakta och hade inte heller detta uppdrag. Men författarens erfarenhet av haverianalysarbete visar att lindningsfel är ofta svårtolkade då stora delar i felområdet (lindningsskivor, kopparparter) är bortbränt/smält så att man inte kan avgöra vad som är primärt eller sekundärt fel. (Felbortkoppling har tagit tid, då felet primärt inte är till jord). Men här ställer författaren upp en hypotes som bygger på att felen verkar vara stokastiska i tid, lindningar ingår i nästan 50 % av felfallen och 30 % av felen är okända och 12% är extern kortslutning. Lindningars dielektriska prov vid FAT är ingående och omfattande med slutlig PD-mätning vid upp till 150% Um. Åldringsfallen är få. Om lindningar primärt inte termiskt åldras och har genomgått godkända FAT dielektriska prov så återstår bara att något påverkar dem mekaniskt under drifttiden? Transformatorn utsätts för felströmmar av olika slag vid åska eller jordfel. Felströmsamplituder större än vid 50 Hz märkström orsakar lindningsrörelser vars vibrationer är beroende på strömsamplituder men krafterna ökar med kvadraten på felströmmen. Dessa axiella krafter är naturligt mindre än vid fullskalig kortslutning men ger ändå upphov

till en rörelse. Lindningar har många övergångar, korsningar och skarvar som görs manuellt i fabrikerna med extra isolation som testas vid FAT

Författaren vill därmed föra in begreppet "mekanisk förslitning eller mekanisk åldring" i drift av lindningar i motsats till termisk/kemisk åldring. Författaren menar att denna hypotes bör diskuteras vidare inom svensk haverianalys.

Författaren föreslår som slutsats att specifikationen ska fokusera på strömtäthet i lindningar, lindningsdesign och lindningstillverkning med alla dess processer inklusive torkning och pressning av lindningar och aktivdelar.

Vi kan förmodligen inte göra så mycket åt olika felströmmar eller åskspänningsstötter som skakar om lindningarna flera gånger per år under de varierande väderfenomen som sakta ökar i den kontext som denna rapport skrivs: Klimatförsämring med extremare väderfenomen.

Därför är det av stort värde att sänka strömtätheter som kvadratisk ger både axiella och radiella strömkrafter. Tyvärr är den termiska åldringen mer fysikalisk eller kemiskt vetenskapligt intressant och därmed fått en stor genomslagskraft inom transformatorvärlden. Den mekaniska åldringen är mer konstruktions och produktionsorienterad dvs kvalitetsorienterad samt relaterad till driftsförhållanden i den nätpunkt transformatorn befinner sig.

Högre P_k förlustvärderingar är för tillförlitlighet och tillgänglighet av godo. Högre P_o förlustvärdering ger lägre magnetiseringsströmmar och lägre ljudnivåer.

Här möts nu Ekodesign och Tillförlitlighet för att tillsammans påverka elnätens hållbarhet.

7 IEC 60076 revisioner och CIGRE-guider

Detta kapitel motiverar upphandlaren att revidera skallkraven i specifikationerna inom följande tre områden: Kortslutningstillförlitlighet, Termisks tillförlitlighet, Dielektrisk tillförlitlighet samt diskuterar kvalitetsbedömning av leverantörer.

7.1 KORTSLUTNINGSTILLFÖRLITLIGHET

IEC 60076 – 5 handlar om kortslutningshållfasthet för transformatorer och denna standard är den som har diskuterats mest under efterkrigsåren då det är mycket svårt att verifiera kortslutningstillförlitlighet. Typprov är kostsamt och transporter till speciella testhallar och prov kan ta månader. Att teoretiskt verifiera att en design är kortslutningssäker kräver stor kompetens hos upphandlaren. När den mekaniska hållfastheten hos lindningar är den svåraste att verifiera så innebär detta att om inget görs så finns risker inbyggda för framtida problem. Man kan inte påstå att en konstruktion är kortslutningssäker om den inte har verifierats för detta. I IEC 60076 – 5 är det upp till upphandlaren att begära att en verifiering ska göras av transformatorns förmåga att motstå de dynamiska effekter som uppkommer vid extern kortslutning.

Typprov görs sällan och konstruktionsgenomgång görs också mycket sällan på transformatorer under 100 MVA.

Författarens förslag som första steg som rekommendation är att i upphandlingsunderlaget alltid begära en beräkningsanalys enligt IEC där beräknande krafter ställs mot tillåtna krafter som också IEC specificerar.

Dessutom rekommenderas att tilltänkta eventuellt godkända leverantörer bör redovisa sina tillverkningsprocesser vad beträffar lindningspressning och torkning, samt torkning och pressning av aktivdel och dokumenterad evidens att den axiella kraften kvarstår under normala driftsförhållanden med temperatursvängningar.

Dåligt axiellt inspända lindningar under drift innebär risker. Dessa rekommendationer gäller för alla krafttransformatorer även de små. Huvudrekommendationen här är att med viss regelbundenhet göra kortslutningsprov hos den leverantörspopulation man använder där det enligt kontraktet upphandlaren har en option på att göra ett kortslutningsprov som eventuellt avropas innan tillverkning påbörjas. (Om konstruktionsgenomgången har visat på svagheter kan en sådan option utlösas)

Så specifikationen bör alltid begära en kortslutningsprovskostnad samt option på att ett kortslutningsprov kan avropas. Högre förlustvärdering ger lägre strömtätheter i lindningar och därmed lägre strömberoende mekaniska påkänningar.

7.2 TERMISK TILLFÖRLITLIGHET

IEC 60076 – 2 (2011) säger huvudsakligen att de gamla temperturstegringsgarantierna som handlar om medeltemperaturen hos lindningarna inte på något sätt räcker. Enligt den nya reviderade IEC 60076–2 ska nu Hot-spot (varmaste punkten) temperaturen garanteras, max 78 C tillsammans med de tidigare maxgränserna för toppolja (70 C) och medellindningstemperaturen (65 C). Hot spot temperaturen ska antingen mätas med fiberoptik eller verifieras via beräkningar t ex med de avancerade Computerized Fluid Design (CFD) program som finns tillgängliga där de extra förlusterna i ändskivorna ingår som parametrar.

Det finns inte här utrymme för att gå in på detaljer utan huvudbudskapet är att i upphandlingsunderlaget så bör krävas att leverantören ska kunna visa (verifiera) vid designgenomgång hur han beräknar och garanterar hot-spot temperaturen samt vid värmeprov hur hot spot temperaturen beräknas utifrån temperaturmätningar vid leveransprovet. Detta kan ske vid konstruktionsgenomgång innan tillverkning startar. Även här är huvudrekommendationen att med viss regelbundenhet hos de förekommande leverantörerna göra hot-spot mätning med fiberoptik som idag är standard hos många tillverkare, där det enligt kontraktet upphandlaren har en option på att göra en hot-spot mätning med fiberoptik som eventuellt avropas innan tillverkning påbörjas.

Även här kommer lägre strömtätheter att leda till större termisk tillförlitlighet och därmed samverka med Ekodesign och högre förlustvärderingar.

7.3 DIELEKTRISK TILLFÖRLITLIGHET

IEC 60067 – 3 rev 3 behandlar Isolationsnivåer och dielektiska prov. Det är kraven vid de inducerande spänningsproven med PD-mätning (partial discharges) som skärpts. Detta prov kan man säga är det slutliga kvalitetsprovet av konstruktionen och tillverkningen och bör egentligen utföras på samtliga större krafttransformatorer över Basic Insulation Level (BIL) 450–550.

Det nya är:

- a) Bakgrunds-PD får inte överstiga 50 pC
- b) Inga PD nivåer under 1 timmes provet får överstiga 250 PC
- c) PD nivåerna under 1timmes provet får inte ha några ökande tendenser, max 50 pC och under de sista 20 minuterna får inga plötsliga ökningar förekomma. Alltså, det är inte den absoluta nivån som är viktig utan stabiliteten i mätningen
- d) Efter 1 timmesprovet vid ca 120 % Um får inte PD överstiga 100 pC

Leverantören måste visa under PD-mätningen att dessa krav innehålls. Om något av dessa krav inte innehålls vid FAT (Factory Acceptance Test) finns risker för framtida problem. Det åligger leverantören att åtgärda problemen och ofta kan problemet avhjälpas genom omtorkning. Om felet återkommer så bör moderna PD felsökningsmetoder användas som använder tredimensionell detektorteknik för

lokaliseringen. Tyvärr kan fallet vara att felet inte hittas, då får det felandet området byggas om.

7.4 CIGRE GUIDE TB 530 KVALITETSBEDÖMNING AV LEVERANTÖRER

Denna CIGRE guide utgavs i april 2013 av Working Group A2.36 och utgör en komplett avancerad bedömningshandledning av transformatorfabrikers prestanda (Technical Brochure 530: "Guide for conducting factory capability assessment for power transformers", Working Group A2.36, April 2013)

Denna Tekniska Broschyr (TB) bör kunna användas för att sätta kvalitetskrav efter de riktlinjer som Lagen om offentlig upphandling medger. (LUF 2007:1092; Upprättande av kvalificeringssystem). Denna TB 530 arbetades fram av ca 20 internationella tillverkare, elbolag och konsulter. För att göra denna kvalificerade leverantörsbedömning utifrån TB 530 behöver man i början en neutral instans, ofta ett konsultbolag, som har gjort dessa bedömningar tidigare och de finns i Sverige och några länder i Europa. Dessa första bedömningar med neutral instans kan användas då vissa rekommendationer ges och kunskapsöverföring görs praktiskt. Men i fortsättningen bör man klara det själv. Detta stödjer då kompetensuppbyggnad hos elbolagen.

Denna guide har som huvudsyfte att tjäna både upphandlare och tillverkare i ansträngningarna att minska framtida risker. Den beskriver bäst-praxis i transformatorindustrin för att säkerställa hög kvalitet hos varje levererad transformator.

Guiden har möjligen fyra användningsmöjligheter

1. Guide vid val av ett antal leverantörer
2. Guide vid upprättande av ett kvalificeringssystem (LUF 2007:1092)
3. Guide vid en prekvalificeringsprocess innan utgivning av offerthandlingar
4. Upprättande med transparens för leverantörer av ett offertutvärderingsverktyg

Guiden visar inte på specifika lösningar eller metoder men söker däremot evidens att valda metoder är prövade genom prov, mätningar eller simuleringar.

Följande huvudområden ingår där författaren har rankat några av de viktigaste områdena där 1 har den största inverkan på kvalitet

1. Fabriksprestanda
 - a. Testfel vid FAT
 - b. Rättidiga leveranser
 - c. Kvalitetsdata från kvalitetsmätningar
2. Underleverantörsprestanda
3. Teknologibas
 - a. Dokumentation av konstruktions-och tillverkningsregler

- b. Provteknologi
- c. FoU verksamhet
- 4. Konstruktions och tillverkningsprocedurer och IT verktyg
- 5. Provrumsrutiner, kompetens, utrustning, felundersökning
- 6. Transport, internationell transportmetodik
- 7. Personalresurser, kompetens, hälsa och säkerhet
- 8. Installation och service

Dessa processer ska redovisas i dokument (inte muntliga berättelser) och ställas mot guidens generella beskrivning av god praxis. En typisk fråga är antal provfel vid leveransprov med eller utan kund och hur FAT fel katalogiseras och analyseras för att sedan korrigera konstruktions-produktionsprocesser. Finns det ett dokumenterat system för detta? Bedömningen är egentligen rationell och objektiv men relativ mellan olika leverantörer då man till leverantören ställer ett antal frågor som ska besvaras med en mängd fakta och beskrivningar under viss konfidentialitet. Besök bör göras för att checka av bolaget visuellt samt göra stickprov från svaren på förfrågningarna. Efter ett antal leverantörsbesök ges fakta kring både bra och dåliga prestanda, varvid bedömaren ökar sin erfarenhet.

Denna Tekniska Rapport 530 har en stor praktisk Excel checklista med bedömningsgrader omfattande huvudsakligen ovannämnda områden som stöd för leverantörsbedömningen och elnätbolag kan utifrån denna göra sin egen utvärderingslista både för leverantörsval och offertbedömningar för att främja kvalitet.

8 Kapital- och redundansfrågor gällande transformatorns optimering

I den tidigare "lathunden", VAST-rapporten: "VAST – Vattenfall – ABB September 1992, Krafttransformatorer" så belystes möjligheten att istället för den klassiska optimeringen för reservdrift så skulle optimering ske vid maxlast vid normaldrift med hänsyn tagen till lastutveckling. Här föreslås en förstudie med ett antal randvillkor, exempelvis: parallelldrift och utbytbarhet. Ett eventuellt projekt bör pröva värde och risker genom att nöddriftsfallet specificeras separat.

Ett antal exempel visades i VAST rapporten på 60 MVA märkeffekt i parallelldrift som går max 42 MVA i normaldrift. Här kunde visas att om överlast/reservdrift kunde garanteras så kunde en lättare 42 MVA användas istället för en dyrare 60 MVA. Idag 25 år senare så har beräknings- och konstruktionsnoggrannheten ökat avsevärt varvid resultaten från kraven på reservdriftens längd och temperaturer bättre kan uppskattas och åldringseffekter beskrivas ganska detaljerat.

Idag skulle det vara möjligt att specificera för 2 och 3 lindningstransformatorer de tänkbara driftsspecifika belastningssituationerna för varje spänningssida, både för maxlast och nöddrift. Olika nöddriftssituationer skulle specificeras avseende överlasttider med temperaturer innan fel och omgivningstemperatur.

Utifrån detta och överenskomna hot spot temperaturer vid olika accepterade åldringsgrader och tider skulle leverantören sätta lämplig märkeffekt. Givetvis är kraftleveranssäkerhet och avbrottssäkerhet prio ett över allmänna förlustsänkningar. Men den företagsekonomiska vinsten skulle vara lägre investeringskostnad och lägre tomgångsförluster förutsatt samma risker.

Detta resonemang bör i framtiden bli mer intressant med högre värderingar eller lägre förluster och med de nya reviderade termiska IEC normerna även reviderade IEEE normer (hot spot garantier) för att göra transformatorbranschen i Sverige beredd på nyutveckling. Det var ett av skälen med Ekodesign. Författaren till denna rapport vill peka på denna nyutvecklingsmöjlighet. Här bör först en förstudie göras så att risker och minskad kapitalbindning undersöks.

9 Rekommendationer utifrån rapportens innehåll

Utifrån denna rapportens olika kapitel gör författaren nedan ett antal rekommendationer som följer processen från behov av inköp av transformator till slutlig utvärdering av kontraktsuppfyllelse. Härvid används inköpsprocessens olika delar för krafttransformatorer över 3.15 MVA för både under och över Um 36 kV. Dessa rekommendationer gäller i huvudsak arbetet att på ett företagsekonomiskt sätt inom Eis ram och Ekodesignsförordningens lagar och intentioner öka upphandlingen av lågförlusttransformatorer. Dessutom ges rekommendationer att kvalitetssäkra utöver ISO:s ramar leverantörer med bedömningar av fabrikers prestanda och reviderade kravspecifikationer som kräver skarpa verifikationer av levererad kvalitet. Rekommendationerna försöker följa ett repetitivt mönster med återkoppling (leverantör-elbolag) i en bransch som kommer att finnas kvar i långa tider framöver.

Gör merinvesteringsanalys på skattad inköpsvolym fram till Steg 2 (T2 juli 2021)

1. Lagen har nu trätt i kraft i ett första steg och kraven kommer att skärpas ytterligare i juli 2021 men i praktiken bör elbolagen börja planera redan 2018–2019 för det som ska upphandlas och placeras på marknaden 2021. Författaren föreslår att redan nu merinvesteringsanalysera möjligheten att använda steg T2 i Ekodesign-förordningen att nu gälla som gränsvärden för distributionstransformatorer. För krafttransformatorer bör detta göras ur ett livscykelperspektiv med de A och B faktorer som företaget beräknar enligt kapitel 2 sid 16 och framåt. Investeringskostnaden via "budgetoffert" bör fås från leverantör på någon typ av vanlig förekommande transformator med möjlig leverans 2018 med värden för T1 och T2. För krafttransformatorer rekommenderas att få data i några fall upp till 100 MVA för 2 och 3 lindningstransformatorer med de normala impedanser som brukar användas

Leverantörsbedömning av tillverkare för krafttransformatorer

2. Gör en godkänd leverantörslista genom användande av LOU 2007:1092 för upprättande av ett kvalificeringssystem och tillämpning av kvalitetskriterier relaterat till Kap 11 -12 i LOU. Använd CIGRE TB 530 enligt Kap 7.4. I ett initialt skede kan konsulter som är vana vid CIGRE TB 530 stötta processen

Förbättra kravspecifikationerna för högre tillförlitlighet

3. Specificera explicit IEC kraven för kortslutningshållfasthet, termisk tillförlitlighet (hot spot garantin: 78 C i lindningen), dielektrisk tillförlitlighet enligt kapitel 7 och kräv i upphandlingsunderlagen att offerten innehåller option och kostnader för kortslutningsprov och hot spot temperaturmätning med fiberteknologi. Om inte dessa fysikaliska prov görs så ska leverantören beräkningsmässigt visa hur han verifierar IEC kraven för dessa områden, se Kap 7.1–7.3. Dessa krav ska tydligt anges i specifikationen. Leverantören ska

konfirmera att han vid designgenomgång kommer att verifiera kortslutningshållfasthet och termisk tillförlitlighet om inga prov görs

Inför TCO metodiken

4. Uppmaning att använda TCO (Total Cost of Ownership) metodiken med förlustvärderingar. Bolagen bör göra sin egen analys för att sätta sina specifika förlustvärderingar. Härvidlag bör driftlivscykelparametrar användas både för tomgång t ex 8760 timmar per år och förenklingar av lastprofiler per år. Drifttiden verkar i de flesta fall ha samma storlek som avskrivningstiden, dvs 40 år. Kalkylräntan är en svårbedömd, komplex företagsekonomisk parameter som beskrivs i kap 2.2.2. Framtida elpriser är knuta till elproduktionskostnader och framtida sammankopplingar i det europeiska nätverket, se kapitel 2.2.2. Prova en skattning av pris som skulle kunna tänkas om 20 år fram i tiden med bolagets hållbarhetsaspekter inberäknat.
5. Ange vilka förlustvärderingar som ska användas vid optimering och offertutvärdering. Det är viktigt att samma värden används i båda fallen, leverantöroptimering och kundutvärdering. Överväg också att använda en form av "nolltolerans" som i sig är lik MEPS nolltoleransen. Det kan göras genom att plikt- och premiumbelopp används. Dvs samma värdering används för att plikta/ ersätta en överskriden förlustgaranti som att användaren premierar tillverkaren vid lägre förluster än garanterat
6. Man bör i en analys jämföra merinvesteringen för lågförlusttransformatorn med högförlusttransformatorn med det samlade nuvärdet av de minskade förlusterna. Det kan även göras på årsbasis mellan årlig kapitalkostnad för merinvesteringen och årlig förlustsänkingsintäkt. Härvid kan en budgetförfrågan göras med angivande av en låg och en hög förlustvärdering.

Vid upphandling av distributionstransformatörer

7. Ao, Ck eller Bk vid T1 bör inte vara några större svårigheter för de flesta distributionstransformatortillverkare. Men givetvis är nolltoleransen mot MEPS överträdelse ett nytt krav som kräver analys av tillverkarnas spridningar i vikt och därmed pris. Se rekommendation 9 nedan.
8. Ao-1%, Ak för steg T2 är däremot helt nytt. Här rekommenderas att redan nu göra förfrågningar och eventuellt inköp då det visar sig att dessa låga förluster är optimala vid höga förlustvärderingar och ger upphov till större viktökningar samt dimensionsökningar som kan störa vid uppställning och normala transporter och lyft. Författaren menar att dessa vikt och dimensionsanalyser bör göras snarast.
9. Om leverantören inte uppfyller MEPS vid leverans rekommenderas en kontraktsskrivning som skyddar upphandlaren mot leveransförsening och dess konsekvenser

Vid upphandling av krafttransformatorer

10. PEI värdet erbjuder en möjlighet för leverantören att göra trade-off mellan elplåt och ledarmaterial t ex bygga mycket effektiva kärnor med låga tomgångsförluster och då utnyttja "sämre" ledarmaterial med höga belastningsförluster eller t o m kopparmaterial med höga strömtätheter som kan ifrågasätta lindningars kortslutningshållfasthet. För att undvika

frågetecken här så bör förlustvärderingar användas. Standarden erbjuder också som alternativ att förskriva max tomgång- och belastningsförluster skräddarsytt efter applikation. Eller att specificera PEI vid en bestämd belastningsfaktor. Men en riktig förlustvärdering enligt Annex E ger en optimal transformator förutsatt att förlustvärderingen inte är för lågt satt.

11. Om leverantören inte uppfyller MEPS dvs. PEI vid mätning bör en kontraktsskrivning göras som skyddar upphandlaren mot leveransförsening och dess konsekvenser.

Vid offertutvärdering

12. Eftersom märkplåten (se EN 50588 Kap 8 och EN 50629 kap 5.3) ska innehålla alla uppgifter om mätta förluster, PEI och vikter så bör upphandlaren fortsätta att vid de fall förlustvärderingar används för distributionstransformatörer kräva garanterade förluster, som inte kan vara högre än de deklarerade (MEPS) och med dem förlustklassen t ex Ao, Ak. Offerten bör ange att de beräknade, deklarerade data som förordningen kräver ska stå på märkplåten.
För krafttransformatorer ska alltid garanterade förluster anges men som information bör beräknat PEI anges samt PEI som MEPS värde enligt förordningen. Beräknade kärn- och ledarvikter bör anges i offerten då de faktiska sen kommer att anges på märkplåten
13. För de leverantörer som godkänns vid CIGRE TB 530 bedömningen bör det provas att utifrån de resultaten också göra en kvalitativ offertutvärdering som kan viktas till mellan 20 till 50% av TCO. Som exempel kan viktningen vara 40% för priset, 40% för förluster och för kvalitet 20% beroende på typ och strategisk betydelse.

Mätnoggrannhet och osäkerhetsanalys vid förlustmätning

14. Mätnoggrannhet vid leverantörens provrum blir nu en viktig konkurrensfaktor. Upphandlingen bör ställa strängare noggrannhetskrav och kalibreringskrav på instrument och komponenter motsvarande bäst tillgängliga kommersiell teknologi enligt kapitel 3

Efter avslutad leverans

15. Finns osäkerhet efter komplett leverans om leverantörens tillverkningsförmåga och prestanda så bör en ny opartisk bedömning göras av fabriken. Om osäkerhet fortfarande föreligger bör frågan ställas om vissa processer kan rättas till eller inte. Om inte avslutas kontrakt med denna leverantör. Används offertbedömningskriterier utöver TCO så kan revision av dessa kriterier göras.

Tillgång på lågförlustplåt samt kontroll av ytterdimensioner

16. För speciellt distributionstransformatörer driver denna nya förordning upp mängden ledarmaterial, så även elplåtskonsumtion med möjliga störningar i tillgång av högkvalitativ lågförlustplåt i ett skede av marknadsinsvängning. Vid T2 med Ao-1%, Ak för distributionstransformatörer menar författaren att elnätbolagen ska vara proaktiva i sina inköpsstrategier för att inte onödigtvis komma i en temporär bristsituation avseende lågförlustplåt och därmed

möjliga leveransförseningar. En transformator kan alltid byggas med sämre plåt men då till priset av höga vikter och större dimensioner.

Transformatorns optimering för normaldrift eller reservdrift/nöddrift

17. Här föreslås en förstudie enligt kapitel 8 för att bedöma kapitalminskning, förlustminskning, acceptabel redundans, driftkompatibilitet och risker. Flera parter från tillverkare, bolag borde kunna samverka för att i förstudien bygga upp kompetens.

Felanalys vid transformatorhaverier

18. Rekommenderas att varje elnätbolag gör dokumenterade analyser med fakta och slutsatser vid varje transformator- eller reaktorhaveri. Använd gärna de felanalysformat som WG A2.37 i CIGRE A2 uppställde vid sina enkäter. Detta är ett viktigt och nödvändigt arbete för kommande generationer att bygga utveckling och förbättringsarbete på faktiska data.

10 Referenser

- (1) Acer Market Monitoring report 2015, 30/11/2015 ISBN 978-92-95083-19-6, ISSN 2315-2095
- (2) Energiforsk rapport 14:40 "El från nya och framtida anläggningar 2014" (Ingrid Nohlgren, Solvie Herstad Svärd, Marcus Jansson, Jennie Rodin, oktober 2014)
- (3) KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) nr 548/2014 av den 21 maj 2014
- (4) LOT2: Distribution and power transformers by VITO and BIOS IS, Jan 2011 (P V Tichelen VITO, S Mudgal Bio) DG ENTR/2008/039
- (5) LOU 2007:1092. 11 Kapitel, 2§ Kvalificering och urvalsbedömning
- (6) SFS 2016:742 Förordning med instruktion för Energimarknadsinspektionen
- (7) SS-EN 50629:2015 Transformatorer- Energiförhållanden för stora krafttransformatorer ($U_m > 36$ kV eller $S_r \geq 40$ MVA)
- (8) SS-EN 50588-1:2015 Transformatorer - Medelstora krafttransformatorer, inklusive distributionstransformatorer, för högst 36 kV systemspänning
- (9) Technical Brochure 530: Guide for conducting factory capability assessment for power transformers", Working Group A2.36, April 2013 (T.Breckenridge (UK), N. Buthelezi (SA), A. Cancino (MX), L. Cornelissen (BE), E. de Groot (NL), M. Figura (PL), T. Fogelberg (SE), T.Gradnik (SI), AC Hall (UK), J. Lackey (CA), M. Lamb (USA), A. Mjelve (NO), M. Oliva (SP), V. Podobnik (HR), S. Ryder (UK), K. Ryen (NO), C. Swinderman (USA), J. Velek (CZ), M. Zouiti (FR).
- (10) Transformer reliability survey. Brochure 642, WG A2.37 (CIGRE), Paris, France, December 2015 (S. Tenbohlen, J. Jagers, G. Bastos, B. Desai, B. Diggin, J. Fuhr, J. Gebauer, M. Krüger, J. Lapworth, P. Manski, A. Mikulecky, P. Müller, C. Rajotte, T. Sakai, Y. Shirasaka, F. Vahidi)
- (11) VAST – Vattenfall – ABB September 1992, Krafttransformatorer

Här hänvisas till:

Ekodesigndirektivet:

<http://www.energimyndigheten.se/energieffektivisering/lag-och-ratt/ekodesign1/>

Ekodesign för transformatorer med sitt lagkrav:

<http://www.energimyndigheten.se/energieffektivisering/produkter-med-krav/produktgrupper/mapp-for-produkter/transformatorer/>

VAST rapporten:

<http://www.svenskenergi.se/Vi-erbjuder/Webbshop/Elproduktion/Krafttransformatorer/>

Bilaga A: Ett exempel

PEI I RELATION TILL FÖRLUSTVÄRDERINGAR

Nedanstående exempel är framtaget av några europeiska leverantörer inom T&D Europe:s LPT grupp för användande vid Consultation Forum samtal. Kostnaden redovisades då i per unit och författaren till denna rapport har sen gjort en kostnadsanpassning som medelvärde av leverantörernas enhetskostnad (ej pris). Figurerna A1 och A2 vill på ett pedagogiskt och förenklat sätt utan 100 % korrekthet visa på PEI:s relation till möjliga förlustvärderingar. För 2013, då denna analys gjordes med det årets materialkostnader (huvudsakligen koppar och elplåt), visar denna analys att för 80 MVA transformatorer med PEI T1 gränsen 99,723 så får inte transformatorer med PEI under denna gräns levereras och det tycks teoretisk ske vid förlustvärderingar 2013 som var under 50 000/12 500 SEK/kW. Naturligtvis kommer en leverantör att vid låga förlustvärderingar följa PEI värdet så att leverans kan ske. Motsvarande gäller för T2 2021 då min PEI är 99,758. Då kan teoretisk leverantören designa transformatorn med en fiktiv förlustvärdering över t ex 80 000/20 000 SEK/kW eller ansätta en högre värdering än den som angetts av upphandlaren men med rätt relation av A/B. Dessa förlustvärderingsvärden är ungefärliga vid 2013 materialprisrelationer men skulle t ex elplåts- och kopparpriserna stiga (dollarkurs) så kan transformatorer t ex under 60 000/15 000 SEK/kW eller 90 000/22 000 SEK/kW ej levereras utan högre värderingar ansättas. Det motsatta gäller om t ex materialpriserna skulle gå ner. Exemplet ger bara indikationer. Fakta kan bara fås vid en verklig offert eller vilket är bättre att begära budgetofferter vid olika förlustvärderingar och samtidigt begära motsvarande PEI index.

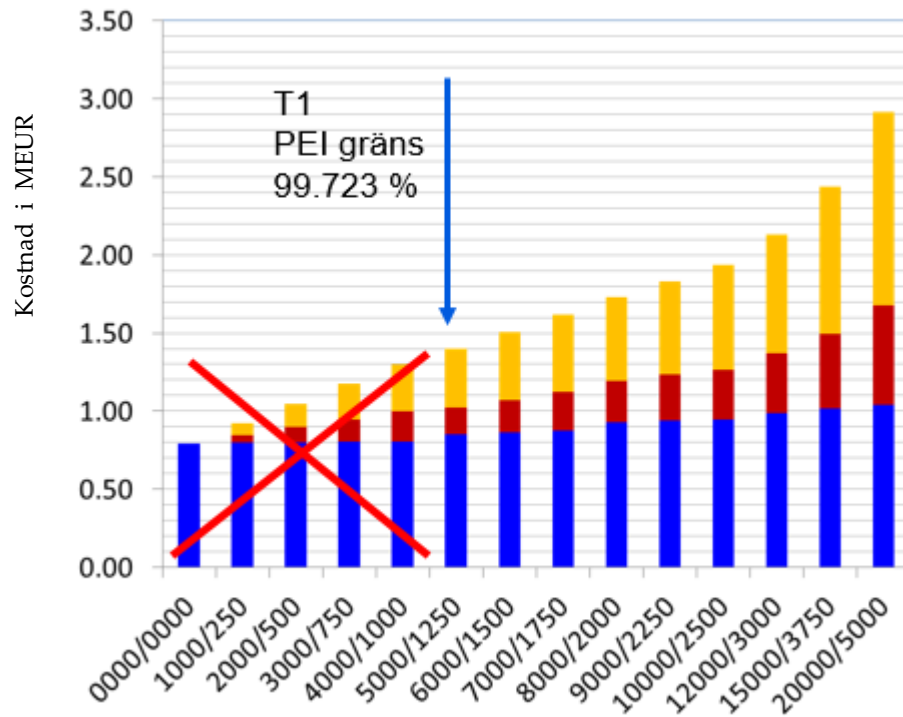
Exemplen visar med tydlighet att elnätbolag nu bör föra en diskussion med sina leverantörer för att bättre förstå deras förmåga att kunna leverera enligt Ekodesignlagen för de olika designer som krävs. Detta gäller nu speciellt om lite unika impedans-, regler-, spännings-, lindningskombinationer används. Då kan MEPS i en del fall bli svåra att innehålla. Därför är denna rapports rekommendation att sätta riktiga förlustvärderingar och upphandla enligt dessa.

I figurerna A1 och A2 så visar den ljusblåa pilen på gränsvärdet för PEI vid T1 och T2 för en generell 80 MVA enhet, x-axeln innefattar förlustvärderingar i EUR/kW och A/B. Det rödöverkorsade området har ett lägre konstruerat PEI än MEPS värdet, den ljusblåa pilen. Varvid som i detta exempel dessa enheter inte kan tillverkas. Den blå stapeln är en ungefärlig tillverkningskostnad i MEUR och den röda stapeln visar det kapitaliserade värdet av tomgångsförluster och den gula stapeln visar det kapitaliserade värdet av belastningsförluster vid det angivna A/B relationen.

De båda figurerna ger en indikation på kostnadsökningen vid högre förlustvärderingar. Figurerna ger också en bild på TCOs ökning samt det kapitaliserade förlustelens relation till kostnaden.

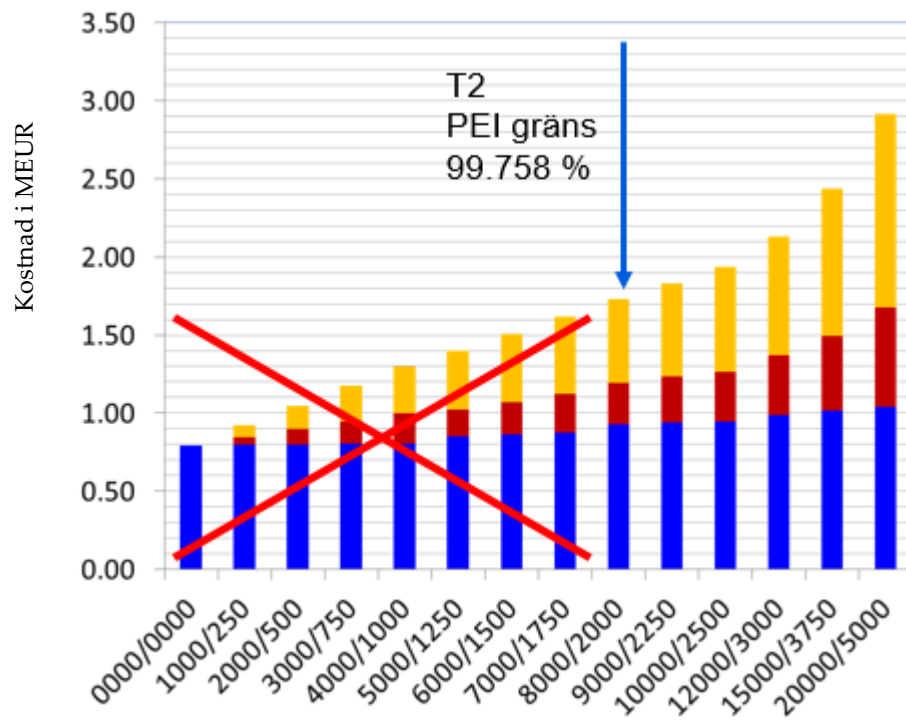
Vid ca 90 000/22 500 SEK/kW (9000/2250 EUR/kW) så närmar sig det kapitaliserade nuvärde av förlustelens kostnaden för transformatorn. Återigen påpekas att detta är

pedagogiska indikationer, men ger en bild av TCO metodikens inverkan på värdet av investeringskostnad och nuvärdet av de kapitaliserade förlusterna.



Tomgångsförlustvärdering (A)/ Belastningsförlustvärdering (B) EUR/kW

Figur A1: PEI i relation till förlustvärderingar för steg T1



Tomgångsförlustvärdering (A)/ Belastningsförlustvärdering (B) EUR/kW

Figur A2: PEI i relation till förlustvärderingar för steg T2

Bilaga B: Ekodesign, bakgrund och detaljerad beskrivning

B1 INTRODUKTION OCH BAKGRUND TILL EKODESIGNFÖRORDNINGEN OCH DENNA RAPPORT

Totala nätförlusterna inom EU uppskattas idag (2016) till ca 220 TWh och försök att beräkna transformatorernas årliga förluster hamnar på 90 - 100 TWh där tomgångsförluster (standby) skattas till 50 TWh och den faktiska strömberoende förlustelen är 50 TWh utifrån typiska årsgenomsnittsbelastningar. (Givetvis är dessa värden i stort sett omöjliga att verifiera men som skattningar är de godtagbara).

(I Sverige för de högre spänningarna är ledningsförlusterna dominerande beroende på långa överföringsavstånd.)

Dessa miljöfakta samt den komplexa uppgiften att via nationella regleringsförfordningar reducera transformator- och nätförluster bestämde detta EU:s lagförslag. Denna produkt som trots sin inbyggda effektivitet finns i sådana mängder i elflödeskedjan har en mycket stor spridning i förluster inom EU:s stater. Med denna lagstiftning lade man nu ett s.k. maxtak och verkningsgradsgolv för transformatorförluster. Detta är nu ett paradigmskifte i elnätsbyggande och förnyelse då det är tillverkarna som är ansvariga för att förlustvärden eller verkningsgrader innehålls. Överskridanden vid mätningar kommer inte att kunna förhandlas bort utan då måste tillsynsmyndigheten ingripa och bedöma målet dvs. lagöverträdelsen. Det finns inga prejudicerande fall ännu men en transformator som inte klarar minimikraven enligt sin märkeffekt kan inte levereras.

En viktig kommentar i sammanhanget är att denna lagstiftning bara etappvis tar bort de ca 15–30% ur förlustsynpunkt sämsta transformatorerna ur den nya kommande populationen i näten men lagstiftaren (EU) har ingen möjlighet att reducera totalmängden förluster vidare inom EU hos transformatorer av storleksordningen 90–100 TWh då det skulle fordra komplexa överstatliga incitament innebärande rekommendationer kring kalkylräntor och framtida energipriser. Lagstiftaren hänvisar därför i regleringsdokumentet till de nationella regulatorerna, i Sverige Energimarknadsinspektionen, att stimulera sådana förlustelssänkande incitament samt uppmanar de harmoniserande CENELEC Standarderna att ge sådana rekommendationer och beräkningsregler så att totala livstidskostnaden optimeras men med sikte att både driva energieffektivitet och emissionsreduceringar. Rapporten har därför uppehållet sig kring komplexiteten med TCO (Total Cost of Ownership), livstidskostnad, i en kontext som till mycket sätts av Energimarknadsinspektionens (Ei) beräkning av intäktsramar, normvärdeslistor och incitament för förlustelssänkningar.

SCB och Energimyndighetens tabeller för åren 2013, 2014, 2015 konstaterar att total eltilförsel ligger på ca 161–167 TWh men användning på ca 135 TWh och stam och övriga förluster ligger runt 10 TWh under åren, vilket ger en teoretisk förlust på ca 6.3% relaterat till tillförsel och 7.6 % relaterat till användning.

Syftet med denna lathund är att på ett praktiskt och enkelt sätt stötta elnätsägare, elproducenter och industrier/handel vid transformatorupphandling med betoning på energieffektivisering men också att köpa tillförlitliga transformatorer för 40 – 50 års drift. Relevanta fakta och korrekta krav vid denna upphandling påverkar transformatorns livslängd och resultaten av de hållbarhetsstrategier som mer och mer kommer att präglade vår framtid och därmed elnätsbolagen.

Varje elnätsbolag har sina upparbetade rutiner för ett effektivt upphandlingsarbete där egen praxis som ägardirektiv och allmänna normer och nu förordningar formar sättet att arbeta på.

Vad som är nytt och tillkommande det senaste året är att vi nu går in i ett nytt kapitel med nya termer och lagkrav kring transformatorförluster som behöver förklaras då både förordning och standarder inte är självklara för självstudier.

Denna lathund vill kasta ljus på de nya termernas betydelse och varför man valt de nya reglerna och vad som ligger bakom termernas tillkomst. En viktig aspekt ur risksynpunkt är att nu se sig för när man väljer leverantör då offerter, förlusttester, testprotokoll och godkännandeprocedurer ibland kan bli svårförstådda i jämförelse med tiden före 2015. Kunden kan hamna i en brydsam situation om leverantören inte levererar enligt lag. Denna situation har aldrig förut funnits. Tillverkaren är ansvarig för att förluster uppfyller "lagen". Man kan inte längre förhandla sig ur en brydsam situation som tidigare då ev förlusterna översteg det garanterade. Produkten är inte längre kompatibel med lagstiftarens mening och kan enligt lagstiftaren inte sättas på marknaden.

Några prejudikat finns ännu inte.

B2 BAKGRUND TILL EC MILJÖMÅL OCH ENERGIRELATERADE PRODUKTER

Europeiska Kommissionens (EC) miljömål till 2020 kallas "20-20-20 målen"

- 20 % förnyelsebar elenergi av totalproduktionen
- 20 % reduktion av energibehovet (bas 2000) genom energieffektivisering
- 20 % reduktion av CO₂ emissioner (bas 2000)

Metodiken för att nå målen består i huvudsak av direktiv och förordningar som ska implementeras av de 28 EU staterna och övervakas av nationella tillsynsmyndigheter.

Redan år 2005 trädde ekodesigndirektivet i kraft. Det implementerades i Sverige genom lagen om ekodesign som trädde i kraft 2008. Direktivet revideras sedan 2009 och utökades då från att gälla energianvändande produkter (t ex transformatorer) till att gälla för alla energirelaterade produkter. Kraven införs som produktspecifika EU-förordningar som är direkt gällande i medlemsländerna. Ekodesigndirektivet ska förbättra transformatorernas miljöprestanda under hela livscykeln. Kraven fungerar som ett golv för att förbjuda och ta bort de allra sämsta produkterna på marknaden, sett ur ett energiperspektiv. Kraven tas fram genom en livscykelanalys (LCA) där transformatorns energianvändning (förlustel) i användarfaser var den största delen i ett miljöperspektiv. EC har lagt ansvaret för Ekodesigndirektivet på det tidigare Generaldirektoratet för "Inre marknaden,

industri, entreprenörskap samt små och medelstora företag". Idag heter det DG Industry. Det är produktindustrin som bär ansvaret att kraven uppfylls för alla Ekodesign relaterade produkter.

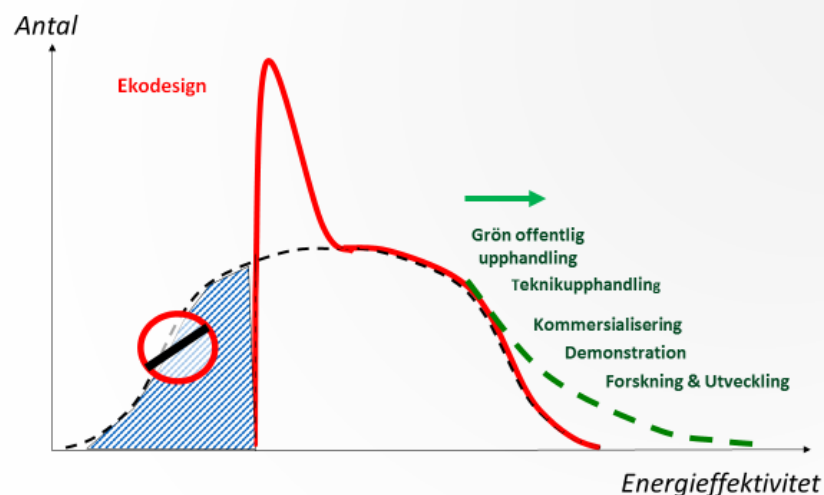
Det hela börjar med att en stor förstudie görs av godkända konsultbolag efter en viss mall:

1. Definition
2. Ekonomi- och marknadsanalys
3. Användningsprofil
4. Bedömning av basfall i nuläge
5. Teknisk analys av Bäst Tillgänglig Teknologi och ännu ej tillgänglig teknologi
6. Förbättringspotential
7. Policy och påverkans/konsekvensanalys

Förstudien började i januari 2009 och publicerades i januari 2011, "LOT 2: Distribution och power transformers". Författare VITO Paul van Tichelen och BIO IS Shailendra Mudgal, Belgien.

B3 EKODESIGN FÖRSTUDIENS RESULTAT

Mycket kortfattat så avser dessa förstudier att presentera ett minimikrav på effektivisering av ERP produkterna och följer ett givet analysmönster samt peka på möjliga teknikförändringar så att EUs transformatorindustri ska få incitament att göra teknikutveckling.



Ekodesignprocessen

Figur B1: Principskiss för att åskådliggöra syfte och förväntningar med Ekodesign förordningen
(Källa: Av författaren fri anpassning av Energimyndighetens diagram)

I Figur B1 visas hela Ekodesign strategin på ett schablonmässigt sätt. Idag finns en stor spridning av ERP produkters energieffektivitet som också är fallet med t ex transformatorförluster i den existerande transformatorpopulationen i Europa (den svartstreckade fördelningen). Y-axeln anger fördelningsmängden av ERP enheterna med respektive X-axelns höga eller låga förluster, dvs. låg energieffektivitet (EE) respektive hög EE. Om vi tar fallet transformatorer kan skillnaderna för effektmässigt likvärdiga transformatorer vara så stora som 1:2 dvs från mycket högt energieffektiva (EE) transformatorer till mycket dåliga. Den nya lagen med max-förluster eller minsta verkningsgradindex tar nu i första steget T1 bort de sämsta (det blå skrafferade) men resulterar också först i en ny skev population (röd) då antalet transformatorer är lika. Den gröna kurvan händer inte av sig själv. Det illustreras i fig. B1. Den resulterar från olika styrmedel och incitament från forskning, innovation, teknikupphandling, offentlig upphandling, nationella regler vid speciella situationer etc.

Regleringen avser som Figur B1 visar att som nu i första steget ta bort de sämsta och långsiktigt stimulera till forskning och nyutveckling för ökad EE. Denna process fortsätter med ökade EE krav på transformatorer för 2021. Det finns inga beslut om vad som kommer att ske efter 2021. Men en revision har just startats av DG Industry

Förstudierapporten täcker allt om transformatorförluster inom EU och kan därmed sägas vara en objektiv datasamling över hur mycket förluster och därmed CO₂ ekvivalenter som kan sänkas med rätt policy och ekonomiska och miljömässiga faktorer i beaktande.

Detta är förstudiens huvudsakliga resultat från 27 länder inom EU (bas 2005) är:

- Transformatorers miljöpåverkan baseras på att 95% är förluster.
- Transformatorförluster kommer från dessa kategorier

× Distributionstransformatorer i nät med	18 TWh
× Industritransformatorer	14 TWh
× Torra transformatorer	5 TWh
× Krafttransformatorer	55 TWh
- Den förslår att MEPS (Minimum Efficiency Performance Standard) ska användas och att lägsta förluster inom Europeisk Norm (EN) för distributionstransformatorer ska gälla som första steg då den anses som BAT (Bäst Tillgänglig Teknologi)
- TCO modellen ska ses som ett komplement till MEPS och MEPS ersätter på intet vis TCO (Total Cost of Ownership)
- Den laborerar med möjliga förlustsänkningar per år med ca 1.5 till 2 TWh (jämfört med "Business As Usual" fallet) för alla köpta transformatorer under planeringsintervallet 2013–2025, ca 200 000 transformatorer per år inom EU.

B4 EKODESIGN KONSULTATIONERNAS RESULTAT

- I stor sett ansluter sig lagförslaget för distributionstransformatorer inklusive torra till förstudiens principförslag för Steg 1 men lagförslaget stramas upp ordentligt för Steg 2, 2021.
- Kraven är hårt satta för tomgångsförluster

- För krafttransformatorer införs ett MEPS krav som kallas PEI och blir då ett ganska enkelt verkningsgradsmått som inte någon krafttransformator får understiga. Detta MEPS krav skissades av CENELEC och blir 2021 om man jämför med dagens förlustvärderingar för trelindnings- och högimpedanstransformatorer ganska höga. Men för det stora flertalet krafttransformatorer under 100 MVA blir det bara märkbart för upphandlare om man tidigare har använt ovanligt låga förlustvärderingar (kanske under 40 000 SEK/kW för tomgångsförluster)
- TCO konceptet kan inte ingå i ett lagförslag då det inte representerar något definitivt verkningsgradsvärde som kan göras till ett minikrav. Däremot nämns det i lagförslaget som en rekommenderad metod för att ytterligare tillverka lågförlusttransformatorer

Dessa MEPS värden som maxförluster eller PEI får inte överskridas eller understigas vid leveransprov. Det innebär att det inte gäller några toleransers längre för dessa värden. Det innebär att man inte kan förhandla sig ur ett leveransproblem utan nya lösningar som t ex att man märker om transformatorn måste till.

B5 BESKRIVNING AV UNDANTAG, LAGKRAV OCH KOMMENTARER I FÖRORDNINGEN

Rent allmänt är Förordningen (KOMMISSIONS FÖRORDNING (EU) nr 548/2014 uppbyggd enligt en normalmall för Ekodesign produkter som här ska kommenteras med angivande av några specifika **Artiklar**.

Ingressen anger några inledningsförklaranden, juridiska skäl och påståenden i 13 kommentarer varvid dessa 4 kan vara av intresse att studeras: (8), (9), (10), (11)

- (8) Leda till bättre inre marknad och förbättra ländernas miljöprestanda
- (9) Total elförlustminskning tills 2025 beräknas till 17 TWh och 3.7 miljoner CO₂
- (10) Varför de 2 stegen 2015 och 2021 tas med de 5 årens förskjutning
- (11) Det viktiga påpekandet att regulatorerna ska medverka till att ytterligare elförlustminskningar ska ske med användning av Total Cost of Ownership.

Artikel 3 anger förlustkraven med hänvisning till bilaga I

Artikel 4 är en generell bestämmelse som här ska tolkas så att varje nytillverkad transformator ska förlustmätas och dokumenteras

Artikel 5 säger att Energimyndigheten är ansvarig för lagens efterlevnad genom marknadskontroll

Artikel 6 om bästa tillgängliga teknik med hänvisning till bilaga IV får anses i stora delar som ovederhäftig och saknar egentlig betydelse och mening men måste enligt Direktivet stå där. Tyvärr har tillverkarsidan och CENELEC inte varit på alerten.

Artikel 7 om kommande översyn inom Kommissionen under 2018 är viktig i så motto att då kan Sveriges tillverkare och nätbolag samverka med

Energimyndigheten för en förbättrad revision baserad på svensk erfarenhet. Därför bör redan nu fastställas hur data ska insamlas i Sverige från och med 2016 och framåt. CENELEC har i EN 50629 ett formulär. Författaren kan bara hänvisa till Energimyndigheten för åtgärd.

B6 UNDANTAG OCH DEFINITIONER

Undantagen är definierade både i Förordningen Artikel 1 och i CENELEC standarden. Huvudprincipen för undantagen är DC last t ex HVDC transformatorer, alla typer av likriktartransformatorer och ugnstransformatorer, användningsområden där vikt och volym är kritiska t ex all off shore och intermittent drift. 16 undantagsområden är definierade och författarens uppskattning är att de står för ca 10 - 15% av totala transformatorvolymen i EU.

Definitioner i Artikel 2 upptar 16 begrepp där de flesta är kända inom IEC men begreppet "power transformer" har fått en liten ovanlig flora av, small power transformer (SPT) = Hsp <1.1 kV, medium power transformer (MPT) = Distributionstransformator, large power transformer (LPT) = allt över 36 kV eller allt över 40 MVA. För att vara konsekvent i denna lathund har MPT och LPT definitionerna använts då de finns i förordningen och CENELEC standarden.

B7 LAGKRAV MED MAXVÄRDEN FÖR TOMGÅNGS- OCH BELASTNINGSFÖRLUSTER (HUVUDSAKLIGEN DISTRIBUTIONSTRANSFORMATORER)

Maxförluster för Po och Pk gäller för distributionstransformatorer som kallas MPT

Här ska bara några exempel visas för MPT och LPT transformatorer (Tabell B1 och Tabell B2) och jämförelse görs med PEI för LPT i det fall att PEI i framtiden kommer att användas för alla "power transformers" alltså även MPT då EC vill ha energikraven definierade i verkningsgradsmått. Men av alla ERP produkter som finns så är det bara transformatorer som har två helt artskilda förlustkomponenter som tomgångsförluster (har inget med belastning att göra) och belastningsförluster. Denna förordning kommer att revideras med jämna mellanrum beroende på krav som kan uppkomma i efterföljd av "Paris Dec 2015" klimatöverenskommelsen samt den teknikutveckling bland tillverkare som förmodas fortgå.

Tabell B1 gäller för medelstora trefastransformatorer med märkeffekt ≤ 3150 kVA.

Tabell B1. Maximalt tillåtna belastnings- och tomgångsförluster (i W) för vätskeisolerade medelstora trefastransformatorer med en lindning med $U_m \leq 24$ kV och den andra med $U_m \leq 1,1$ kV (Källa: Förordningen (EU) nr 548/2014 från Energimyndigheten)

Märkeffekt (kVA)	Fas 1 (fr.o.m. den 1 juli 2015)		Fas 2 (fr.o.m. den 1 juli 2021)	
	Maximala belastningsförluster P_k (W) (*)	Maximala tomgångsförluster P_o (W) (*)	Maximala belastningsförluster P_k (W) (*)	Maximala tomgångsförluster P_o (W) (*)
≤ 25	C_k (900)	A_o (70)	A_k (600)	$A_o - 10\%$ (63)
50	C_k (1 100)	A_o (90)	A_k (750)	$A_o - 10\%$ (81)
100	C_k (1 750)	A_o (145)	A_k (1 250)	$A_o - 10\%$ (130)
160	C_k (2 350)	A_o (210)	A_k (1 750)	$A_o - 10\%$ (189)
250	C_k (3 250)	A_o (300)	A_k (2 350)	$A_o - 10\%$ (270)
315	C_k (3 900)	A_o (360)	A_k (2 800)	$A_o - 10\%$ (324)
400	C_k (4 600)	A_o (430)	A_k (3 250)	$A_o - 10\%$ (387)
500	C_k (5 500)	A_o (510)	A_k (3 900)	$A_o - 10\%$ (459)
630	C_k (6 500)	A_o (600)	A_k (4 600)	$A_o - 10\%$ (540)
800	C_k (8 400)	A_o (650)	A_k (6 000)	$A_o - 10\%$ (585)
1 000	C_k (10 500)	A_o (770)	A_k (7 600)	$A_o - 10\%$ (693)
1 250	B_k (11 000)	A_o (950)	A_k (9 500)	$A_o - 10\%$ (855)
1 600	B_k (14 000)	A_o (1 200)	A_k (12 000)	$A_o - 10\%$ (1080)
2 000	B_k (18 000)	A_o (1 450)	A_k (15 000)	$A_o - 10\%$ (1 305)
2 500	B_k (22 000)	A_o (1 750)	A_k (18 500)	$A_o - 10\%$ (1 575)
3 150	B_k (27 500)	A_o (2 200)	A_k (23 000)	$A_o - 10\%$ (1 980)

(*) Maximala förluster för kVA-värden som faller mellan de märkeffekter som visas i tabell I.1 ska erhållas genom linjär interpolering.

En liknande tabell finns för Torra distributionstransformatorer. Utgångspunkten har varit att basera lagen på rådande CENELEC standard men att ej längre tillåta högre tomgångsförluster än A_o . Belastningsförluster får vara C_k upp till 1000 kVA men sen B_k . Efter juli 2021 får bara $A_o-10\%$ och A_k förluster levereras. Tabell B1 visar tydligt att de tidigare värdena på tomgångsförluster som E_o , D_o , C_o och B_o nu är borta och en ny $A_o-10\%$ har tillkommit.

Som en eftergift för tillverkare att hinna med omställning så har man tillåtit att fram till 2021 ha kvar C_k och B_k som maximala belastningsförluster. A_o kräver normalt superiororienterad lågförlustplåt som tills idag bara utgör ca 30% av världsproduktionen, resten är normalorienterad plåt. A_o kan man innehålla med

normalorienterad plåt men då med större kärnor som ger motsvarande längre ledare och större areor och därmed högre belastningsförluster, större vikter och dimensioner. Detta blir en omställning för de flesta tillverkare och även för tillverkare av elektroplåt där de gamla kvaliteterna som M5, M4 och de lägre kvaliteterna av superiororienterad plåt kommer att försvinna av huvudsakligen vikts- och dimensionsskäl.

Vad vi ser i tabellen är att Ao-10% är just 10% lägre förluster men att gå från Ck till Ak innebär 30% sänkning vid 100% märkström men det kanske bara vid ca 20% belastning är ungefär 10% sänkning. Men för tillverkaren är det en kostnad att vid märklust minska belastningsförlusterna med 30%. Detta kan elnätbolaget förbättra med att använda TCO metoden.

Köper man distributionstransformatorer med effekter mellan dessa serier så får man göra en linjär interpoleringen av ovanstående maxvärden.

Man ska märka att dessa värden gäller för HSP lindningar med 7,2 kV – 12 kV – 17,5 kV – 24 kV och för de typiska LSP lindningar med 400 V – 410 V – 415 V – 420 V –

433 V – 690 V

Om U_m för HSP lindningen överstiger 24 kV men inte 36 kV så sker en korrektion av maxförlusterna med 15 % extra för både tomgångsförluster och 10% för belastningsförluster. Industritransformatorer med LSP över 1.1 kV och distributionstransformator med andra lindningskombinationer t ex reglering har också korrektionsfaktorer som tydligast beskrivs i EN 50588-1(2015).

Observera att det finns en PEI tabell för större distributionstransformatorer mellan 3,15 MVA upp till 40 MVA som har samma indexvärden som motsvarande effektområde för krafttransformatorer. Här finns en teoretisk diskrepans då distributionstransformatorer har mindre huvudkanal än krafttransformatorer och därmed skulle ha högre PEI värden.

B8 LAGKRAV MED VERKNINGSGRADSMÅTTET PEI (HUVUDSAKLIGEN KRAFTTRANSFORMATORER)

Tabell B2 visar PEI för krafttransformatorer. Transformatorer med märkeffekter över 100MVA har konstant PEI värde.

Tabell B2. Minimikrav för lägsta indexvärde för maximal effektivitet (PEI) för vätskeisolerade stora krafttransformatorer. Över 100 M(PEI)VA är tills vidare konstant. (Källa: Förordningen (EU) nr 548/2014 från Energimyndigheten)

Märkeffekt (MVA)	Fas 1 (1 juli 2015)	Fas 2 (1 juli 2021)
	Lägsta index för maximal effektivitet (%)	
≤ 4	99,465	99,532
5	99,483	99,548
6,3	99,510	99,571
8	99,535	99,593
10	99,560	99,615
12,5	99,588	99,640
16	99,615	99,663
20	99,639	99,684
25	99,657	99,700
31,5	99,671	99,712
40	99,684	99,724
50	99,696	99,734
63	99,709	99,745
80	99,723	99,758
≥ 100	99,737	99,770

B9 KOMMENTARER TILL FÖRORDNINGENS BILAGOR

Bilaga I har följande tabeller:

1.1 Krav för medelstora trefastransformatorer med en märkeffekt på ≤ 3 150 kVA för både vätskefyllda och torra med förklaringar hur man hanterar andra spänningar mellan 24 till 36 kV och om det finns dubbla spänningsuttag på lsp eller hsp.

1.2 Krav för medelstora krafttransformatorer med en märkeffekt på > 3 150 kVA men hsp lika eller lägre än 36 kV.

Här kommer PEI faktorn in och värdena uttrycks som lägsta indexvärde för "topp effektiviteten" (PEI) för **vätskeisolerade och torra** medelstora krafttransformatorer.

1.3 Krav för medelstora krafttransformatorer med en märkeffekt på $\leq 3\,150$ kVA och utrustade med uttag lämpliga för att anpassa spänningen när transformatorn är spänningssatt eller belastad. Distributionstransformatorer för spänningsreglering tillhör denna kategori.

1.4 Krav för medelstora stolptransformatorer är mer en eftergift för vissa västeuropeiska länder fram till 2021

2. Minimikrav på energieffektivitet för stora krafttransformatorer anges för både vätskefyllda och torra.

3. Krav på produktinformation. Detta krav är viktigt och möjliggör en statistisk nationell behandling som förslagsvis möjliggör en bättre marknadskontroll hos Energimyndigheten.

Bilaga II har en viktig punkt:

Mät och beräkningsmetoder. Hänvisning till denna rapports kapitel 3.

Bilaga III har också en viktig punkt:

Marknadskontrollförfarande. Hänvisning till denna rapports kapitel 3.

EKODESIGN OCH NYA STANDARDER FÖR TRANSFORMATORER

Transformatorer med höga energiförluster får inte längre tillverkas inom EU eller föras in i EU. Det regleras i en ny förordning av EU-kommissionen enligt direktivet för ekodesign av transformatorer. Till förordningen hör också nya Europastandarder för distributions- och krafttransformatorer. Samtidigt har det gjorts revideringar av IEC 60076-serien för krafttransformatorer de senaste åren.

För att uppnå energieffektiviseringsmålet har den Europeiska kommissionen upprättat rättsligt bindande miljödirektiv som utgör grunden för olika miljölagar. Lagarna omsätts därefter till nationella förordningar som implementeras i alla EU-länder och övervakas av de nationella tillsynsmyndigheterna.

Ekodesign av transformatorer är en sådan förordning av en energirelaterad produkt som ska energieffektiviseras och därmed bidra till att reducera koldioxidutsläppen. Kommissionen beräknar att förordningen kommer att spara 17 TWh och motsvarande mängd koldioxid till år 2025.

Här sätts förordningen i relation till Energimarknadsinspektionens regleringskrifvningar för 2016–2019 och rapporten ger tydliga rekommendationer för elnätbolagen att i framtiden upphandla energieffektiva och tillförlitliga transformatorer i ett mer energieffektivt elnät där mindre än 50 procent av förlusterna kommer från transformatorer.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk