



CHALMERS



## Evigt liv eller maximal energi?

En utvärdering av livslängden för distributionstransformatorer i Göteborgs Energis elnät vid olika belastningsgrader

Albin Andersson, Axel Fogelberg

---

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2022

[www.chalmers.se](http://www.chalmers.se)

## Förord

Denna uppsats är en del av slutmomentet på Höskoleingenjörsprogrammet för elektrostuderter på Chalmers Tekniska Höskola och arbetet innefattar 15 höskolepoäng. Författarna vill tacka vår examinerator och handledare Thomas Hammarström för all hjälp vi fått. Vi vill också tacka vår handledare på GENAB Ferruccio Vuinovich som stått till hands med data, vägledning, och bra diskussioner.

## Sammanfattning

Uppsatsen skrevs i samarbete med Göteborgs energis elnät (GENAB) och målet var att undersöka hur fyra stycken transformatorer på olika fysiska platser i nätet var belastade. Genom datainsamling kunde datan analyseras i Matlab och resultaten visade att tre av fyra transformatorer var underbelastade (mindre än 30% av märkeffekt). Vidare visade också resultaten att om man skulle öka lasten så skulle även verkningsgraden för samtliga tre transformatorer öka, vilket skulle göra att de blev mer effektiva. När lasten ökades upp mot 100%, eller mer, av märkdrift så började livslängden förkortas drastiskt, från 100-tals år till under tio, där det var isolationspappret som bröts ner snabbare än isoleringsoljan. Dock kunde belastningsgraden öka utan att livslängden blev kortare än 40 år, där den största ökningen blev 280% ökning av lasten. Rapporten visar att GENAB inte behöver aktiv temperaturmätning i sina transformatorer på grund av den belastningsnivå som de ligger på idag inte leder till att oljan når för höga temperaturer. Men GENAB bör försöka öka lastnivån på de transformatorer som är underlastade för att öka andelen energi de överför samtidigt som de ökar verkningsgraden.

## Abstract

This bachelor thesis have evaluated four distribution transformers at various locations on behalf of the company that owns the Gothenburg electric grid, also known as GENAB. The collected data was analyzed through Matlab and the results show that three out of four transformers were lightly loaded (less than 30% of rated capacity) and had an efficiency level that would be increased with an increased load. Also, the increase in load would not lead to a decrease in life expectancy, where one of the transformers would take no harm even if the load was increased by 280%. The authors concluded that constant temperature monitoring inside the transformer was not necessary, because the size of the load did not affect the oil, nor the isolationpaper, negatively. However, the results show that as the load increase up to, and above, 100% of capacity the life expectancy quickly deteriorates, where the isolationpaper is the part that breaks down first. The conclusion is that GENAB can, and should, increase the load slightly for their transformers in order to sell more energy and become more efficient without impacting the life expectancy of the distributiontransformer.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>1</b>
1.1	Inledning . . . . .	1
1.2	Bakgrund . . . . .	1
1.3	Syfte . . . . .	1
1.4	Avgränsningar . . . . .	2
1.5	Precisering av frågeställningar . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>3</b>
2.1	Distributionstransformatorer . . . . .	3
2.2	Isoleringsmaterial . . . . .	5
2.3	Gasvakt . . . . .	6
2.4	Tomgångs- och belastningsförluster . . . . .	6
2.5	Identifiering av kylningsmetod . . . . .	7
2.6	Verkningsgrad . . . . .	8
2.7	Krav på vätskeisolerade transformatorer gällande förluster . . . . .	9
2.8	Peak Efficiency Index . . . . .	10
2.9	Hotspot . . . . .	11
2.10	Samband temperatur och livslängd för vätskeisolerade transformatorer	12
2.11	Krav på tillverkare gällande temperaturstegring . . . . .	14
2.12	Solceller . . . . .	15
2.13	Ventilation . . . . .	17
<b>3</b>	<b>Metod</b>	<b>18</b>
3.1	dpSpatial . . . . .	18
3.2	Matlab . . . . .	19
<b>4</b>	<b>Resultat</b>	<b>20</b>
4.1	Oljetemperatur vid olika laster . . . . .	20
4.2	Mätdata från nätstationer . . . . .	22
4.2.1	Transformator 1 . . . . .	22
4.2.2	Transformator 2 . . . . .	27
4.2.3	Transformator 3 . . . . .	32
4.2.4	Transformator 4 . . . . .	36
4.3	Sammanfattning av mätdata . . . . .	41
4.4	Livslängd på olja och isolationspapper . . . . .	42
4.5	Solcellsanläggning och Ventilation . . . . .	43

## Innehåll

---

<b>5</b>	<b>Slutsats</b>	<b>46</b>
5.1	Framtida undersökningsområden . . . . .	49
<b>A</b>	<b>DOVA Datablad</b>	<b>I</b>
<b>B</b>	<b>LONGI Datablad</b>	<b>II</b>
<b>C</b>	<b>Sunpower Datablad</b>	<b>III</b>
<b>D</b>	<b>Matlab Kod</b>	<b>IV</b>

# 1

## Inledning

### 1.1 Inledning

Förbrukningen av elektricitet är större än vad den någonsin varit tidigare och kommer med allra största sannolikhet inte att minska i framtiden heller. Ökad förbrukning av elektricitet kommer sätta krav på den elektriska infrastrukturen och en viktig komponent av denna infrastruktur är transformatorn. En transformator används för att omvandla den elektriska energin mellan olika spänningsnivåer i nätet och det finns många olika typer av dessa. Denna uppsats kommer att undersöka den typ av distributionstransformator som finns i Göteborgs Energis Elnät (GENAB) och som arbetar på spänningsnivåer mellan 11/0.42 kV.

### 1.2 Bakgrund

När allt fler laster ansluts till en transformator så ökar temperaturen i tanken och om denna blir för hög så minskar livslängden. För GENABs transformatorer är temperaturen framförallt problematisk på sommaren, i och med de högre utomhustemperaturerna under denna årstid. I nuläget är transformatorerna vanligtvis överdimensionerade av olika skäl. Detta leder till att transformatorer arbetar på en låg verkningsgrad, de producerar onödigt höga förluster, och det finns outnyttjad kapacitet i nätet. Göteborgs Energi är därför intresserade av att undersöka om man kan använda denna outnyttjade kapacitet utan att skada transformatorerna. Vidare så kan man genom förbättrad luftcirkulering i stationen sänka temperaturen. Då utomhustemperaturen är som högst under sommartid, och det är under dessa månader som solen lyser som mest, så kan en ventilation matas av en solpanelsanläggning. Uppdraget innefattar därför också att undersöka hur en möjlig lösning för detta skulle kunna se ut.

### 1.3 Syfte

Syftet med projektet är främst att undersöka ifall GENABs distributionstransformatorer idag är underlastade. Om så är fallet så skall denna rapport också ta reda på hur mycket mer det går att öka den befintliga lasten, utan att man skadar transformatorn. Vidare så kommer författarna att försöka hitta ett samband mellan temperatur och livslängd och genom detta samband förutspå hur mycket mer lasten kan öka utan att påverka livslängden, förluster, och verkningsgrad negativt.

Utöver detta så kommer författarna att undersöka om det är möjligt att mata en ventilationsanläggning med en solcellsanordning som huvudsakligen skall placeras på ett nätstationstak för att öka luftcirkuleringen i stationen och möjliggöra ytterligare belastning.

### 1.4 Avgränsningar

Då undersökningen skrivs i samarbete med Göteborg Energi så kommer den att behandla just Göteborg Energis elnät och speciellt deras distributionstransformatorer. Fyra stycken vätskeisolerade distributionstransformatorer på olika nätstationer i nätet kommer undersökas och med huvudsakligen en skenbareffekt mellan 800-1250 kVA. De solpaneler som undersöks har ingen speciell koppling till GENAB utan har valts på måfå. Endast en storlek av nätstationstation kommer undersökas i koppling till solpanelsanläggningen och likaså endast en typ av ventilation. Arbetet sker rent teoretiskt och lösningarna framtagna av resultaten kommer inte att prövas i verkligheten inom ramen av detta examensarbete.

### 1.5 Precisering av frågeställningar

Rapporten kommer att besvara följande frågor:

- Hur är GENABs distributionstransformatorer belastade i nuläget?
- Är GENABs distributionstransformatorer underlastade?
- Om de är underlastade, hur mycket mer kan de belastas?
- Är det möjligt att med en begränsad yta i form av ett nätstationstak installera en solcellsanläggning som driver en ventilation?

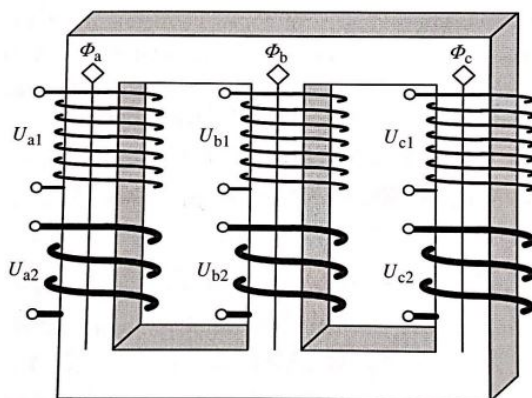
# 2

## Teori

I detta kapitel så beskrivs de teorier som använts under arbetet för att komma fram till de lösningar som arbetet kommer att rekommendera. Kapitlet täcker huvuddelarna av uppsatsen och innefattar distributionstransformatorer, deras livslängd, temperaturgivare, gasmätare, solceller, och luftkonditionering.

### 2.1 Distributionstransformatorer

En transformator är en komponent i elnätet som sammankopplar delar med olika spänningsnivåer. I figur 2.1 nedan visas en principskiss på en ideal trefastransformator.



**Figur 2.1:** Principskiss av en trefastransformator [1].

En trefastransformator innehåller en järnkärna. Den består av tre ”ben” och varje ben innehåller två lindningspar. Varje ben i figuren innehåller en fas och har både upp- och nedspänningssida monterade runt samma magnetiska järnkärna  $\phi_a$ ,  $\phi_b$ , eller  $\phi_c$  i figur 2.1. Beroende på antalet varv  $[N]$  som lindningarna i  $U_{a1}$  och  $U_{a2}$  har så kommer relationen mellan upp- och nedspänning att förändras och beskrivs (med figur 2.1 benämningar) som:

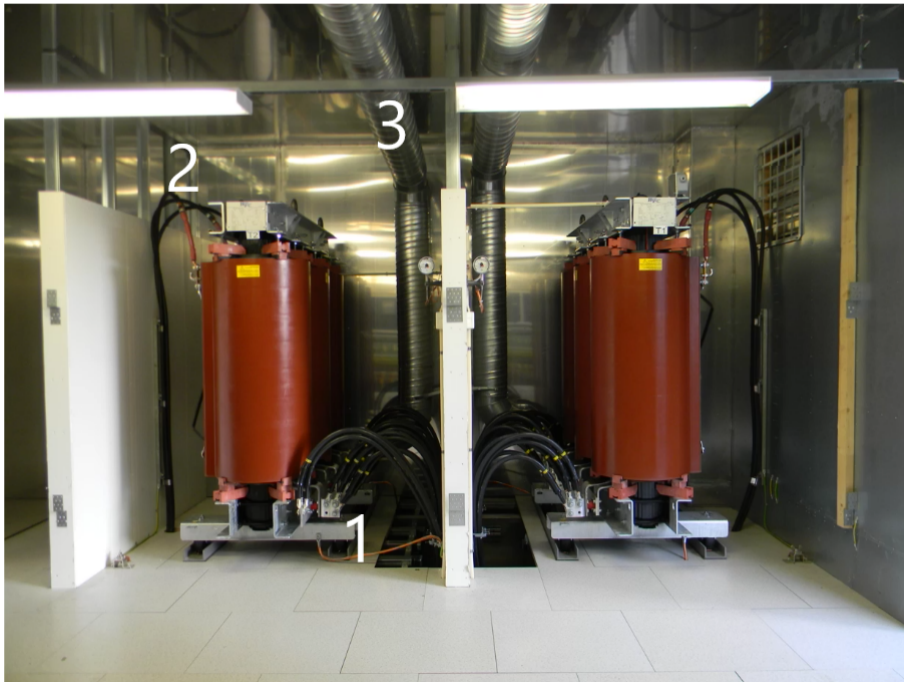
$$U_{a2} = \frac{N_{U_{a2}}}{N_{U_{a1}}} \cdot U_{a1} \quad (2.1)$$

På samma sätt kan strömmen [I] i nedspänningslindningen beskrivas med sambandet:

$$I_{a2} = \frac{N_{U_{a2}}}{N_{U_{a1}}} \cdot I_{a1} \quad (2.2)$$

Det finns två typer av transformatorer som kallas Kraft- och Distributionstransformator och skillnaden på dem, även om de är uppbyggda på samma sätt, är vilka spänningsnivåer de arbetar med. En rapport från Energiforsk säger att gränsen går vid 36kV (på uppspänningssidan) där transformatorer som arbetar över denna gräns tillhör krafttransformator [2] och de som arbetar under tillhör distributionstransformatorer. Spänningsnivåerna i GENABs nät, där de använder sig av distributionstransformatorer, är nominellt 11 kV på uppspänningssidan och 0,42 kV på nedspänningssidan.

Vidare så skiljer sig isolationsmediet något för distributionstransformatorer. De kan vara luft- eller vätskeisolerade. Luftisolerade transformatorer används ofta i inomhusmiljöer då de inte riskerar att läcka, men är dyrare per kVA än vätskeisolerade transformatorer. Nedan i figur 2.2 visas en bild på två stycken luftisolerade transformatorer.



**Figur 2.2:** Torrisolerad transformator med avskärmning för begränsande av magnetfält i en nätsation i GENABs nät

Det man kan se i figur 2.2 är 11 kV kablar som kopplas in på ovansidan (Nr 2 i figur 2.2) av transformatorn och 420 V sidan kopplas på i den nedre delen (Nr 1 i figur 2.2). Vanligtvis är högspänningskabeln mycket tunnare än lågspänningskabeln då den hanterar mindre strömmar. I mitten av bilden kan man följa ventilationsrör

från tak till golv (Nr 3 i figur 2.2) som förser tilluft, eller frisk uteluft, till den nedre delen av transformatorn för att ventileras omgivningsluften men också transformatorn, när det blir för varmt.



**Figur 2.3:** Oljeisolerad transformator i en nätstation i GENABs nät

I transformatorer med flytande isolation är järnkärnan nedsänkt i en vätska, vanligtvis mineralolja, som både hjälper till att kyla men också främst att elektriskt isolera transformatorn [3]. Då man vill minska risken för miljöfarligt läckage så är dessa transformatorer ofta placerade i nätstationer som ej är anslutna till bostadshus eller kontor. Eftersom transformatorn är en viktig del i elnätet så är det viktigt att den är kontinuerligt driftsatt. När transformatorer åldras så försämras isolationen och det kan komma in fukt eller luft vilket kan göra att den kortsluts. I GENABs nät används vanligtvis vätskeisolerade distributionstransformatorer och målet är att dem skall ha en livslängd mellan 30-40 år. I figur 2.3 ovan visas en oljeisolerad transformator. Både 11- (Nr 2 i figur 2.3) och 0,4 kV kablarna (Nr 1 i figur 2.3) kopplas in på ovansidan då transformatorer med flytande isolering i regel inte blir lika varma som luftisolerade transformatorer. På sidorna sitter radiatorer (Nr 3 i figur 2.3) där oljan kan kylas naturligt av luftcirkulation. Transformatorn står avskild i en sänka ifall den skulle börja läcka, då sänkan samlar upp det mesta av läckaget och förhindrar att miljöfarligt material släpps ut.

## 2.2 Isoleringsmaterial

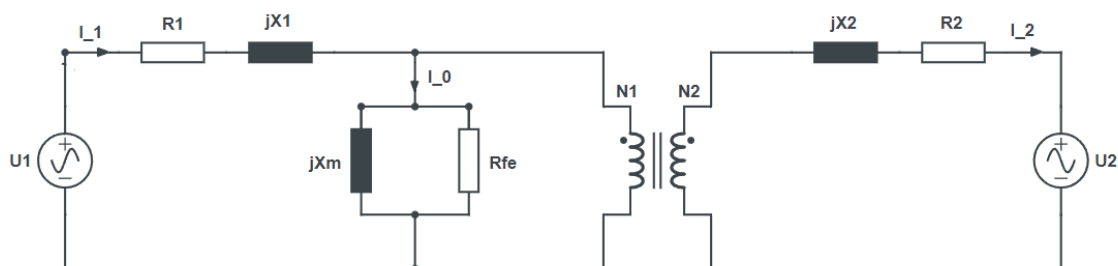
Isoleringsmaterialet i en vätskeisolerad transformator består av papper eller kartong som omsluter lindningarna, liksom plasthöljen på kablar som finns i hemmet. Materialets huvuduppgift är att elektriskt och mekaniskt isolera transformatorns lindningar för att förhindra skador och åldrande. Isoleringsmaterialet är transformatorns svagaste länk, sett till isolationsnivå, därför att det är ofta det som går sönder först och det är många gånger inte värt tiden eller pengarna det kostar att byta ut den [4].

## 2.3 Gasvakt

När det blir interna fel i en oljefylld transformator så utvecklas gas. När gasutveckling sker så minskar oljenivån i transformatorn, vilket betyder att man indirekt övervakar gasutveckling genom att bevaka oljenivån. Det är vanligt bland krafttransformatorer att ha ett skydd kallad gasvakt och det finns olika typer av sådana. Ett av dessa kallas Buchholz relä. Dessa känner av oljenivån i transformatorn och varnar när denna minskar [5]. Om nivån skulle bli för låg så kan dessa reläer koppla bort transformatorn från nätet för att undvika olyckor. En annan typ av vakt är tryckrelä. Vakten känner av en plötslig ökning av tryck inuti oljetanken, vilket är en följd av ett internt fel i transformatorn. Reläer kan placeras på sidan eller ovanpå tanken. Typen som placeras ovanpå tanken kallas för "In Gas" tryckrelä och den reagerar t.ex. när det blir ett internt ljusbågsfel i transformatorn och trycket stiger kraftigt. Det typ av relä som placeras på sidan av transformatorn kallas "Under oil" och då den endast arbetar med transformatorolja så kan den placeras på vilken typ av vätskeisolerad transformator som helst [6]. Till sist så brukar transformatorer med expansionskärl ha en mätare för oljenivån, som kan varna när oljan når en för hög eller för låg nivå.

## 2.4 Tomgångs- och belastningsförluster

I Sverige finns idag en totalt installerad transformatoreffekt på 228 GVA utplacerade på diverse olika spänningsnivåer från 400 till 0,4 kV. Det är beräknat att transformatorer står för 3 TWh i förluster varje år vilket motsvarar elförbrukningen i 150000 villor med årlig elförbrukning på 20000 kWh [7]. På grund av detta är det viktigt att ta med förluster när man utför beräkningar på en transformator för att få en så noggrann modell som möjligt. Eftersom lindningarna är gjorda i ett ledande material, vanligtvis koppar, kommer dessa därför ha en resistans. Denna resistans kommer leda till ett spenningsfall och en effektförlust när det går ström igenom lindningen. I det ekvivalenta schemat nedan i figur 2.4 beskrivs resistansen i lindningarna som  $R_1$  och  $R_2$ . Transformatorn järnkärna skall vara utformad så att det magnetiska motståndet minimeras. Permeabiliteten är oändligt, magnetiseringsström. Detta kallas vanligen för magnetiseringsström och denna ström är proportionell mot den inducerade spänningen. Motståndet visas som  $jX_m$  i figur 2.4. Det magnetiska motståndet gör också att en del av flödet som uppstår kommer läcka ur kärnan, och vanligtvis kallas detta läckflöde för läckinduktanser. Läckinduktanserna ger upphov till ett induktivt spenningsfall när det går ström genom lindningarna och visas i figur 2.4 som  $jX_1$  och  $jX_2$ . Dessutom har den magnetiska järnkärnan förluster. Dessa beror delvis på hysteres, men också på grund av att det växlande flödet i kärnan ger upphov till virvelströmmar. Hysteresens och virvelströmmarnas förluster är ungefärligt proportionella mot flödet i kvadrat och beskrivs som  $R_{fe}$  i 2.4.



**Figur 2.4:** Ekvivalent kretsschema för en transformator.

Transformatorn skapar effektförluster på grund av det ovan beskrivna spänningsfallet och magnetiseringsströmmen. Tillsammans bidrar dem till att transformatorn konsumerar aktiv och reaktiv effekt. De aktiva effekterna som transformatorn förbrukar kan delas in i tomgångs- och belastningsförluster [1]. Tomgångsförlusterna är konstanta och förbrukas under hela tiden som transformatorn är kopplad till en spänning, eller nätet i detta fall, och skapas när järnkärnan magnetiseras. I denna rapport kommer de aktiva tomgångsförlusterna i fortsättningen kallas  $P_{A0}$ . Belastningsförlusterna sker när det går ström genom lindningsresistanserna och detta sker endast när en last är kopplad till transformatorn, därav namnet. I fortsättningen benämns de aktiva belastningsförlusterna med  $P_{Ak}$ . Den reaktiva effekten som transformatorn förbrukar beror på de reaktanser som visas i 2.4 ovan. Den ena delen av den reaktiva effektförbrukningen beror på magnetiseringsströmmen och den andra beror på att läckinduktanserna konsumerar reaktiv effekt när det går ström genom dem [1]. I denna rapport, och enligt GENAB själva, så modelleras näten och transformatorerna så att man kan överföra effekt med en effektfaktor på  $\cos \varphi = 0.95$ .

## 2.5 Identifiering av kylningsmetod

För att identifiera vilken typ av kylsystem en oljeisolerad transformator använder så brukar den betecknas med fyra bokstäver på märkplåten. Följande information är hämtad från SS-EN 60076-2 som är en svensk standard för krafttransformatorer [8]. Den första bokstaven beskriver vilken typ av intern kylningsmetod som används och det finns tre olika typer, nämligen:

- O: mineralolja eller syntetisk olja med antändningspunkt  $> 300$  °C
- K: isoleringsvätska med antändningspunkt  $> 300$  °C
- L: isoleringsvätska utan en mätbar antändningspunkt

Den andra bokstaven beskriver cirkulationsmetoden för den interna kylningen. Här finns det också tre olika bokstäver:

- N: naturellt flöde genom kylutrustning och lindningar
- F: forcerat flöde genom kylutrustning, naturellt genom lindningar
- D: forcerat flöde genom kylutrustning, riktat från kylutrustning mot huvudlindningarna

Den tredje bokstaven beskriver den externa kylningsmetoden:

- A: Luft
- W: Vatten

Den sista bokstaven beskriver cirkulationsmetoden för den externa kylningen:

- N: Naturellt flöde
- F: Forcerat flöde (t.ex. fläktar eller pumpar)

De typer av kylsystem som denna uppsats främst kommer behandla är ONAN och ONAF transformatorer, då det är dem vanligaste transformatorer som GENAB använder sig utav.

## 2.6 Verkningsgrad

Kapitel 2.4 beskriver förluster hos transformatorn vilket uppgår till 3 TWh i Sverige vilket motsvarar elförbrukning för 150000 villor. Därmed är det väsentligt att transformatorerna går på hög verkningsgrad för att minska förluster i nätet. För att estimerar verkningsgraden på transformatorer användas följande formel:

$$\eta = \frac{P_u}{P_i} = \frac{P_u}{P_u + \Delta P} \quad (2.3)$$

Där,

$P_u$  = Nyttjande effekt i transformator.

$P_i$  = Totala effekt i transformator.

$\Delta P$  = Belastningsförluster, tomgång och kortslutningseffekt.

Vid omskrivning av  $\Delta P$  i ekvation 2.3 går det slutligen estimerar verkningsgraden genom följande:

$$\frac{P_u}{P_u + \Delta P} = \frac{\alpha \cdot P_n}{\alpha \cdot P_n + \alpha^2 \cdot P_{Ak} + P_{A0}} \quad (2.4)$$

Där,

$P_n$  = Märkeffekt för transformator.

$\alpha$  = Procentandel av märkeffekt som transformatorn är belastad vid ett givet tillfälle.

$P_{Ak}$  = Belastningsförluster vid märkspänning och märkfrekvens.

$P_{A0}$  = Tomgångsförluster vid märkspänning och märkfrekvens.

Värden gällande märkeffekt, tomgångsförluster och belastningsförluster finns tillgängliga på transformatorns märkskylt. På så sätt går det att utföra estimeringar på verkningsgraden för transformatorn. Sedan används värdena tillsammans med olika belastningsgrader för att se vid vilken belastning transformatorn är som mest effektiv.

## 2.7 Krav på vätskeisolerade transformatorer gällande förluster

Vid produktion av transformatorer har tillverkarna krav på sig att leverera transformatorer där, vid en specifik märkdrift, värden gällande tomgångseffekt och belastningsförluster inte överskrider. I tabell 2.1 visas värdena från och med 1 juli 2015.

**Tabell 2.1:** Tomgång och belastningsförluster för vätskeisolerade transformatorer (fr.o.m den 1 juli 2015).

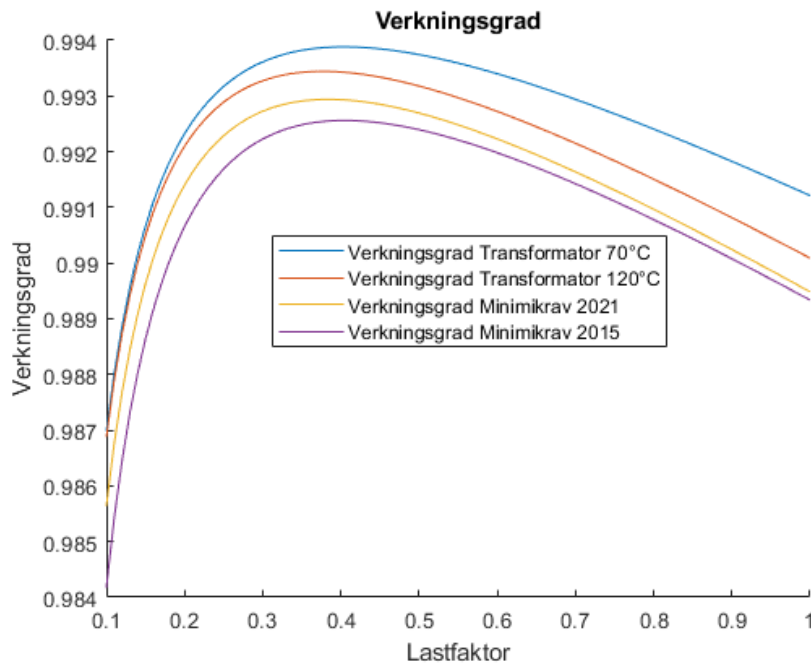
Märkeffekt (kVA)	Belastningsförluster (kW)	Tomgångsförluster (kW)
800	8.4	0.65
1250	11	0.95

Efter 2015 tillkom striktare krav på transformatorer vilket lyder följande enligt tabell 2.2.

**Tabell 2.2:** Tomgång och belastningsförluster för vätskeisolerade transformatorer (fr.o.m den 1 juli 2021).

Märkeffekt (kVA)	Belastningsförluster (kW)	Tomgångsförluster (kW)
800	6	0.585
1250	9.5	0.855

Vid bestämmande av verkningsgraden för torrisolerad transformator så undersöktes en av GENABs 1250 kVA transformatorer, där verkningsgraden plottades med hjälp av ekvation 2.4. Denna transformator är märkt med tomgångseffekt på 1.475 kW, belastningsförlust 9.053 kW vid 70°C och 10.411 kW vid 120°C. Med hjälp av dessa värden plottas verkningsgraden enligt följande:



**Figur 2.5:** Plott av olika krav på verkningsgraden som ställs på tillverkare. Samt verkningsgrad för en transformator vid oljetemperatur på 70°C och 120°C med avseende på lastfaktor.

Den lila/gula grafen visar minikraven på verkningsgrad för torrisolerade transformatorer för 2015 respektive 2021. Med andra ord så måste verkningsgraden vid olika belastningar vara över kurvan för minikraven vilket det är i detta fall, denna transformator ligger därmed inom standarden. Blåa/orangea kurvan visar verkningsgraden för transformatorn vid 70°C respektive 120°C. Vid alla lastfaktorer så har transformatorn vid låga temperaturer högre verkningsgrad än vid högre temperaturen. Detta visar väsentligheten av att kyla transformatorn. Ur grafen går det även att avläsa de lastfaktorer vid vilken transformatorn är som mest effektiv. Detta inträffar när transformatorn är belastad med cirka 40% av sin märkdrift.

## 2.8 Peak Efficiency Index

I Sverige används idag ett mått som kallas Peak Efficiency Index eller PEI som ett mått för att utvärdera energieffektivitet hos olika transformatorer och jämföra dem [2]. Grundekvationen är hämtad ur SS-EN 50588 och följer:

$$PEI = 1 - \frac{2(P_{A0} + P_{AC0})}{1,05 \cdot S_r \sqrt{\frac{P_{A0} + P_{AC0}}{P_{Ak}}}} (pu) \quad (2.5)$$

Där,

$P_{A0}$  = Tomgångsförluster vid märkspänning och märkfrekvens

$P_{AC0}$  = Effekten som krävs för att driva kylsystemet vid tomgång

$P_{Ak}$  = Belastningsförluster vid märkspänning och märkfrekvens

$S_r$  = Skenbar effekt vid märkspänning och märkfrekvens

I Sverige sätts  $P_{Ac0} = 0$  [2] och då kan ekvation 2.5 förenklas till följande:

$$PEI = 1 - \frac{2\sqrt{P_{A0} \cdot P_{Ak}}}{S_r} \quad (2.6)$$

I ekvation 2.6 så är det enkelt att se vilken inverkan tomgångsförluster och belastningsförluster har på en transformators PEI.

## 2.9 Hotspot

Som beskrivet i kaptiel 2.1 används två typer av interna kylningssystem i transformatorer, vätska och luft. Eftersom transformatorns livslängd minskar när transformatorn blir för varm är det viktigt att mäta temperaturen så att livslängden inte reduceras. Det finns flera metoder för att mäta temperaturen i transformatorn, men det viktigaste att mäta är den varmaste punkten, så kallad HotSpot Temperature (HST). HST är svår bestämbar i den mån att varmaste punkten inträffar på olika ställen på transformatorn. Hotspot temperaturen är beroende av de tre parametrar Q, S och H som används i följande samband [9]:

$$H = Q \cdot S \quad (2.7)$$

$H$  = Dimensionslös faktor för att uppskatta lokala ökningen av lindningsgradienten.

$Q$  = Dimensionslös faktor för att uppskatta ökningen av den genomsnittliga lindningsgradienten med hänsyn till ökning av lokala förluster

$S$  = Dimensionslös faktor för att uppskatta lokala ökningen av medellindningsgradienten med hänsyn till variation i vätskeflödet.

För att avslutningsvis kunna bestämma HST behövs temperaturmätningar på toppen av oljan, botten av oljan och medeltemperaturen i lindningarna göras. Mätning av temperaturen i toppen på oljan ( $\theta_o$ ) görs optimalt genom att montera en eller flera sensorer nedsänkt i den isolerade vätskan. Temperaturmätning i botten av oljan ( $\theta_b$ ) görs gynnsammast genom att montera sensorer på tillbaka vägen från kylare eller radiatorer. Medeltemperaturen ( $\theta_{om}$ ) bestäms med hjälp av medelvärdet från topp och botten temperaturerna beskrivet i ekvation 2.8.

$$\theta_{om} = \frac{(\theta_o + \theta_b)}{2} \quad (2.8)$$

Efter att parametrarna bestämts utökas samband 2.7 enligt följande [9]:

$$H = Q \cdot S = \frac{\theta_{hs} - \theta_o}{\theta_w - 0.5 \cdot (\theta_o + \theta_b)} \quad (2.9)$$

Där,

$\theta_{om}$  = Medelvärde av temperatur i toppen och botten i vätskan.

$\theta_o$  = Temperaturen i vätskan i toppen av tanken.

$\theta_{hs}$  = Varmaste temperaturen i lindningarna med solid eller flytande isolering (Hotspot).

$\theta_w$  = Medelvärdet av lindningstemperaturen.

$\theta_b$  = Temperaturen i vätskan i botten av tanken [9].

Ifall aktiva temperaturmätningar av oljan i botten och toppen av tanken inte görs, kan inte formel 2.9 användas. Enligt [8] så kan följande formel istället användas, med hjälp av data från märkplåten:

$$\theta_{hs} = \theta_t + K_{hf} \cdot \Delta\theta_{wo} + \theta_a \quad (2.10)$$

Där,

$\theta_{hs}$  = Hotspot temperaturen på transformator.

$\theta_t$  = Temperaturstegring på oljan.

$K_{hf}$  = Hotspot faktor (1.1 för distributionstransformatorer).

$\Delta\theta_{wo}$  = Skillnad i temperatur mellan lindningar och oljan.

$\theta_a$  = Omgivningstemperatur.

## 2.10 Samband temperatur och livslängd för vätskeisolerade transformatorer

Distributionstransformatorer har från praktisk erfarenhet visats sig ha en livslängd mellan 30-50 år och dess livslängd har koppling till dess drifttemperatur. Temperaturen i transformatorn påverkas av omgivningstemperaturen samt hur mycket transformatorn är belastad. Vid höga temperaturer så försämras isoleringsmaterial snabbare vilket försämrar livslängden. Som beskrivet i kapitel 2.9 är det HST som främst bidrar till åldrandet, men också är den bästa indikatorn för hur snabbt transformatorn åldras. Att estimerar livslängden har visats sig vara komplicerat, men en metod som har fått acceptans inom området är Arrhenius ekvation som lyder enligt följande:

$$pu = A \cdot e^{\left(\frac{B}{\theta_h + 273}\right)} \quad (2.11)$$

Där,

$pu$  = Livslängd på transformator i per unit.

$\theta_h$  = Lindningarnas varmaste temperatur (Hotspot).

$A$  = Frekvensfaktor  $A$ , konstant som beskriver sannolikheten att molekyler kolliderar vid särskilt tillfälle.

$B$  = Aktiveringsenergi för den kemiska reaktionen.

Ekvation 2.11 kan användas i flera sammanhang men den är en central punkt när det kommer till livstidsberäkningar för transformatorer. Genom att använda ekvationen kan den accelererande åldersfaktorn  $F_{AA}$  bestämmas. Denna faktor beskriver hur snabbt åldrandet av transformatorns isoleringsolja är vid en specifik hotspot temperatur. Vid plottande av  $F_{AA}$  kontra HST beskrivs åldrandet av transformatorn (referens temperatur 110°C). Vid högre temperaturer än 110°C kommer värdet av  $F_{AA}$  vara större än 1 (åldras snabbare) och vid lägre temperaturer än 110°C kommer  $F_{AA}$  vara mindre än 1 (åldras långsammare). Förhållandet beskrivs genom följande samband:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{B}{383} - \frac{B}{\theta_{hs} + 273}\right)} \quad (2.12)$$

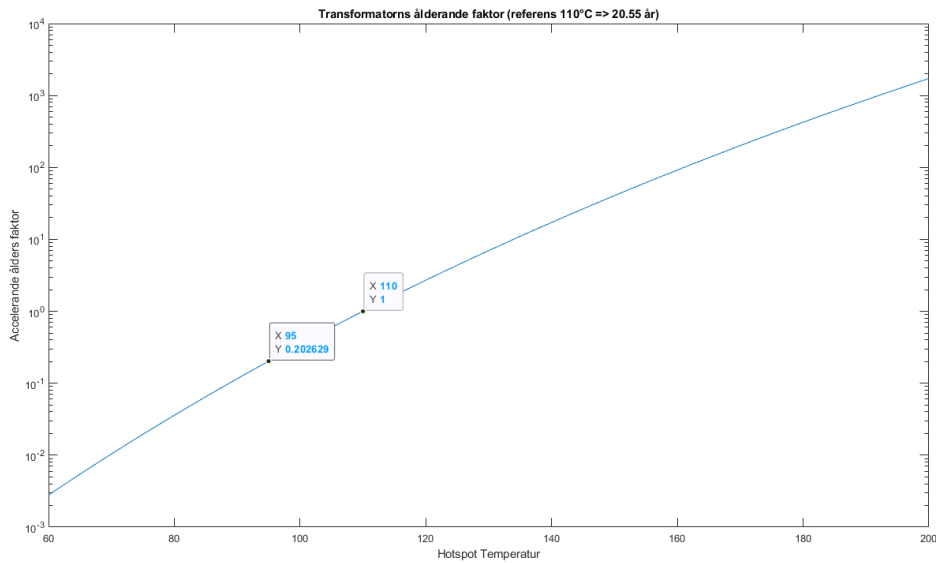
Där

$F_{AA}$  = Accelerande ålders faktor.

$\theta_{hs}$  = Lindningarna varmaste temperatur (Hotspot).

$B$  = Aktiveringsenergi för den kemiska reaktionen.

Nedan visas grafer som beskriver åldrande av isoleringsmaterialet vid exponering av olika hotspot temperaturer. I studien så utfördes tester på mineralolja för att få fram dess livslängd när det utsattes för olika temperaturer under sin livstid. Studien kom fram till att om olja utsattes för en konstant temperatur på 110°C så var livslängden på dess isolationsförmåga 20,55 år. Vid lägre temperaturer så blev livslängden längre och vid högre temperaturer så blev livslängden kortare än 20,55 år. Genom att kontant mäta HST på oljan kan livslängden estimeras genom figur 2.6 [10].



**Figur 2.6:** Transformatorns åldrande faktor (referens 110°C => 20,55 år)

I [11] beskrivs ytterligare hur oljans livslängd är kopplat till temperatur. Det är estimerat att om temperaturen på oljan minskas med 6-8 °C så ökar livslängden tvåfaldigt. Det vill säga att om temperaturen i oljan minskas till 102-104°C från 110°C så blir livslängden på oljan 41,1 år i stället för 20,55 år. På så sätt har sambandet för oljans livslängd tagits fram.

## 2.11 Krav på tillverkare gällande temperaturstegring

SS-EN 60076-2 är en svensk standard som är framtagen från en europastandard gällande temperaturstegring (temperature rise) för vätskeisolerade transformatorer. Den presenterar riktlinjer som tillverkare och kunder måste följa när de tillverkar eller köper en transformator. Nedan i tabell 2.3 visas maximala temperaturstegringsgränser för olika delar i transformatorn. Ett exempel är ifall temperaturen inne i stationen är 20°C kan man avläsa från tabell 2.3 att toppisoleringsolja's temperatur ej får överstiga 20 + 60 = 80°C. Tabellen är gjord för medelomgivningstemperaturer mellan 20°C upp till 35°C i steg av 5°C, där man för varje steg subtraherar 5 från temperaturstegringsgränsen i tabell 2.3. Standarden ger inga riktlinjer ifall medelomgivningstemperaturen skulle understiga 20°C, i de fallen måste nya riktlinjer skapas i samråd med tillverkare.

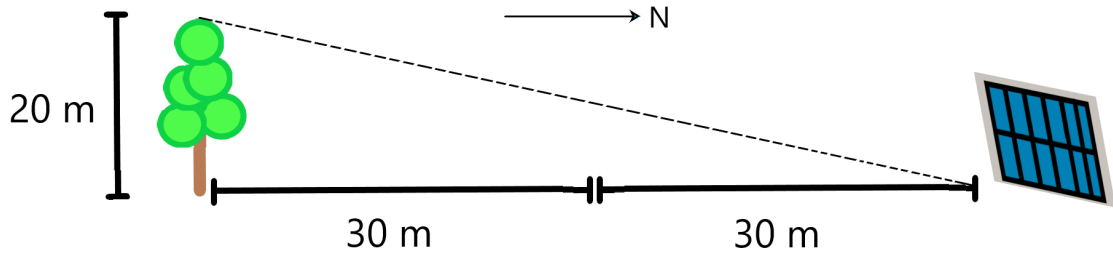
**Tabell 2.3:** Begränsning maximal temperaturstegring för olika komponenter i transformatorn

Komponent	Temperaturstegringsgräns [K]
Toppisoleringsolja	60
Genomsnitt i lindningar (ON och OF)	65
Genomsnitt i lindningar (OD)	70
Varmaste temperatur i lindningar	78

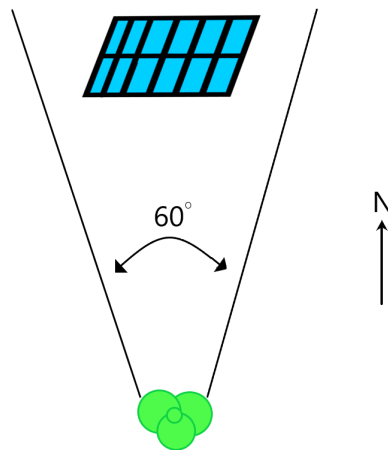
## 2.12 Solceller

Ett sätt att driva en AC kan vara genom att placera solceller på nätstationens tak, då stationer går som varmest på sommaren när solen lyser som mest. Solpaneler består av flera celler som tillsammans utgör en panel, men i Sverige kallas de oftast för solceller. Cellerna kan sättas i serie för att öka spänningen, eller parallellt för att öka strömmen och beroende på hur de monteras så påverkar man den producerade effekten [12]. Den producerade effekten brukar visas i en I-U kurva där flera fall visas. Ett fall kallas för standardiserade provningsförhållandet (STC) där man har arbetat med en solstrålningsnivå på  $1000 \text{ W/m}^2$ , vinkelrätt infall mot panelytan,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  solcellstemperatur och en optisk luftmassa på 1,5. Eftersom dessa förhållanden sällan inträffar i verkligheten så finns ett ytterligare fall som kallas Normal Operation Cell Temperature (NOCT). I detta fall är solstrålningsnivån på  $800 \text{ W/m}^2$  och temperaturen på cellen är  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ . I produktblad så finns ofta denna I-U kurva och genom den kan man beräkna vilken effekt som är möjlig att producera för just den panelen. Då solcellens effekt beror på solstrålningsnivån och temperaturen på cellen så kan man använda sig av en optimerare för att hela tiden reglera att panelen producerar maximal effekt [13].

Vidare så är det viktigt att ta hänsyn till skuggning. Om delar av paneler skuggas slutar strömmen flöda där, vilket leder till att flödet avbryts för alla celler som sitter i samma slinga [13]. Detta kan undvikas med hjälp av en bypassdiod som ger strömmen i slingan en väg att gå ifall en/flera celler skulle bli skuggade. En metod för att undvika skuggning är att analysera att inga höga objekt befinner sig söder om panelen. Ifall det skulle finnas t.ex. träd där, så är det viktigt att panelen inte placeras närmare än tre gånger det skuggade föremålets höjd enligt figur 2.7 och i en sektor om +/- 30 grader enligt figur 2.8 [13].



**Figur 2.7:** Panelens avstånd till ett skuggande objekt rekommenderas vara 3 gånger höjden på objektet



**Figur 2.8:** Vanligtvis skuggar ett sydligt objekt en radie på  $60^\circ$  mot panelen

Det finns två typer montering för att så mycket sol som möjligt skall nå panelerna och bästa möjliga verkningsgrad kan uppnås. En typ är att sätta panelerna rakt mot söder, då solen går upp i öst och ner i väst så får panelen sol under hela dagen. Om man gör detta så är den optimala vinkeln någonstans mellan  $30 - 50^\circ$  beroende på vart man befinner sig i Sverige. Ett annat sätt är att placera panelen på en nord/syd axel som kan vinkla den mot öst och väst. Dock så är den senare monteringen förmodligen mycket dyrare då den kräver rörliga delar och reglerteknik som kan gå sönder.

Det finns flera typer av solceller men de som används mest är monokristallina-, polykristallina-, och tunnfilmssolceller. Det som skiljer dem åt är pris, verkningsgrad, och livslängd. Den monokristallina är billigast medans den polykristallina ger en högre verkningsgrad och livslängd, men är i sin tur mycket dyrare [12]. Oavsett vilken typ man väljer så beräknas livslängden vara upp mot 20 år.

## 2.13 Ventilation

I dagens nätstationer där luftcirkulation finns, är det vanligt att ha en fläkt som suger in tilluft och blåser ut den vid marknivå inne i stationen. Sedan har man ett hål i taket där varmluft kan åka ut. För att kunna bestämma vilken typ av fläkt som kan vara lämplig så behöver man veta storleken på transformatorstationen. Storleken mäts lämpligast i kubikmeter ( $m^3$ ) då maximala luftflödet för fläktar i produktblad mäts i  $m^3/h$ . När man vet hur stor transformatorstationen är och man hittar en fläkt med lämplig storlek så visar också produktbladet hur mycket effekt som fläkten konsumerar vid drift.

# 3

## Metod

För att kartlägga vad som krävdes för att utföra uppgiften började författarna med att samla teorier kring ämnet. Då rapporten främst behandlar transformatorer så var det av stor vikt att förstå denna viktiga teknik i elnätet. Teorierna samlades in främst genom läsning av artiklar från olika databaser, böcker, och standarder. Med hjälp av teorierna kunde man utforma beräkningsmetoder som senare kunde besvara frågeställningen. Data samlades in via ett program som GENAB använder sig av kallat dpSpatial, och senare behandlades datan i Matlab för att enklare utföra matrisberäkningar och framställa grafer.

### 3.1 dpSpatial

För att samla in mätdata på transformatorernas belastning i GENABs nät användes programmet dpSpatial. Programmet lagrar mätdata på effektförbrukning från alla distributionstransformatorer i GENABs nät både ur ett perspektiv från en station, som kan innehålla en/flera transformatorer, och en kund. Skillnaden mellan stations- och kunddatan är förlusterna i kablar. Ur dpSpatial valdes fyra nätstationer belägna i olika delar i Göteborg för att täcka ett så stort område som möjligt och därigenom kunna få en övergripande helhetsbild av belastningarna på transformatorerna. När datan skulle importeras upptäcktes ett fel som gjorde att stationsdatan saknades för en period under ett år. För att kompensera för detta så interpolerades kunddatan linjärt för att kunna uppskatta datan för en transformator i nätstationen. Denna mätdata har lagt grunden till att bestämma belastningsgrad, verkningsgrad, varaktighet och livslängd. För att undersöka hur mycket mer lasten kunde öka på en station så importerades data från den största kunden för varje nätstation. På så sätt kunde författarna visualisera hur många fler liknande kunder som skulle kunna installeras på en transformator i nätstationen, innan den blev överlastad. Anledningen till att data för en befintlig last importerades, istället för att skapa en syntetiskt last, var för att göra simuleringen så verklighetstrogen som möjligt. Den här mätdata lägger grunden till vilka slutsatser som drogs gällande de fyra nätstationer som undersöktes.

### 3.2 Matlab

Med hjälp av Matlab kunde mätdata från dpSpatial visualiseras. Mätdata importeras från excel till Matlab. I Matlab skrev författarna scripts, med hjälp av ekvationer från teorin, som gjorde att datan kunde analyseras och plottas i grafer. Koden möjliggjorde också att simulera ökade laster på stationerna, där författarna valde en slutlig belastning som inte skulle skada transformatorn eller negativt påverka dess livslängd. Med hjälp av graferna plottade i matlab kunde författarna få en helhetsbild av projektet och därifrån dra slutsatser gällande de fyra olika stationerna och framtida rekommendationer till GENAB. Koden som används finns i bilaga D.

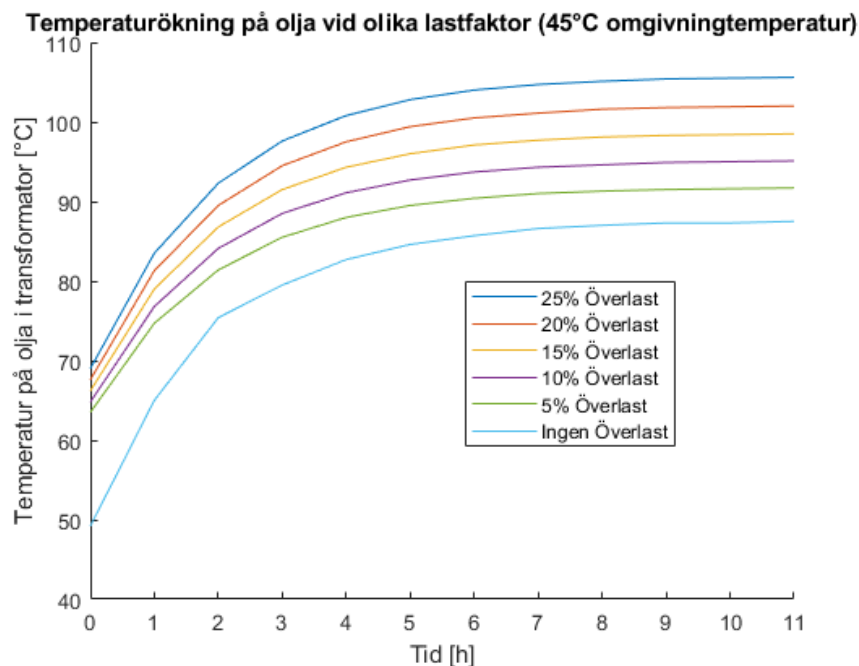
# 4

## Resultat

I detta kapitel visas resultat med hjälp av formler beskrivna i kapitel 2 och resultaten visualiserades med hjälp av Matlab. Här visas verkningsgradsberäkningar för olika transformatorer i GENABs nät, olika möjligheter för att öka lasten på dem, samt estimeringar på transformatorernas åldrande med hänsyn till temperatur under sin drift.

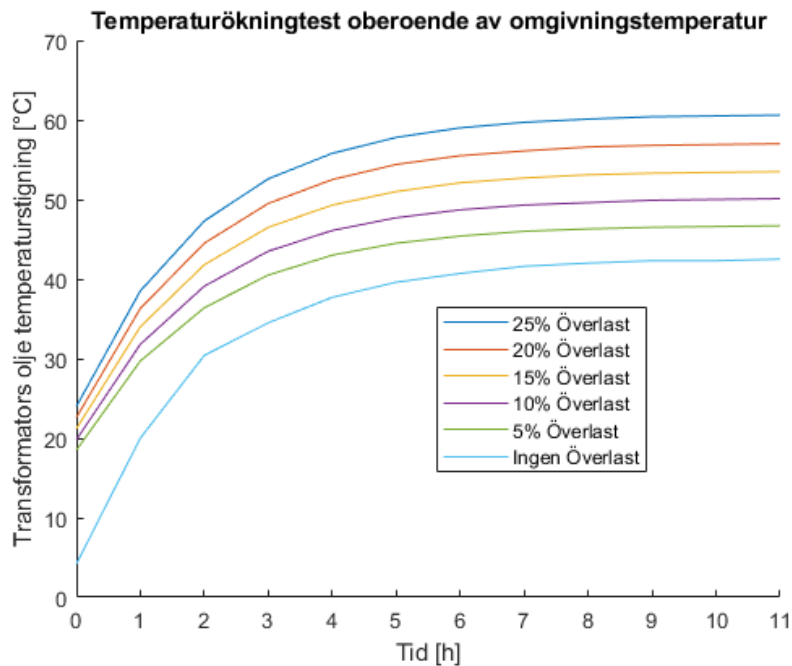
### 4.1 Oljetemperatur vid olika laster

Som beskrivet i kapitel 2.10 är temperaturen på oljan väsentlig när det gäller livslängden på transformatorn. För att producenter ska kunna kartlägga temperaturen på oljan görs temperaturstegringstester på transformatorer. Där belastas transformatorn med en kontinuerlig last under en period för att undersöka hur mycket temperaturen stiger. Utifrån en framtagna EU-standard har tillverkarna krav på sig när det gäller hur högt temperaturen på oljan får stiga jämfört med omgivningstemperaturen, som beskrivs i tabell 2.3. Enligt standarden får toppisoleringsoljan inte överstiga  $60^{\circ}\text{C}$  över omgivningstemperaturen, då detta är skadligt och rent av farligt. I en studie gjord i samarbete med Kooshkan Transformer Company gjorde man temperaturmätningstester på en 800 kVA ONAN transformator vid olika belastningar. Temperaturtestet gjordes med omgivningstemperatur på  $45^{\circ}\text{C}$  och temperaturen på isoleringsoljan mättes kontinuerligt med belastningsfaktorer på 1, 1.05, 1.1, 1.15, 1.2, 1.25 gånger märkeffekten [14]. I figur 4.1 visas resultatet för de olika testerna.



**Figur 4.1:** Temperaturstegringstest med omgivningstemperatur 45°C.

För att åskådliggöra temperaturstegringstestet i figur 4.1, kunna använda det vid olika omgivningstemperaturer, och jämföra resultaten med standarden i tabell 2.3 så subtraherades omgivningstemperaturen från figur 4.1 och resultatet visas i figur 4.2. I denna figur ses temperaturstegringstestet vid de olika lastfaktorerna och från grafen kan man urskilja att när transformatorn är belastad med 25% överlast så börjar temperaturen efter ett antal timmar att stiga över den enligt standarden godkända stegringen om 60°C. Resultatet visar att efter 7 timmar med kontinuerlig överlast på 25% så var temperaturen på 59,7°C vilket ligger inom standard. Men efter 8 timmar blev temperaturen 60,1°C vilket inte är godkänt enligt standard. Utifrån denna datamätning bestämdes att GENABS transformatorer med en skenbareffekt på 800 kVA kan överlastas 25% i ca. 7 timmar, innan temperaturen blir för hög och skadar transformatorn.



**Figur 4.2:** Temperaturstegringstest vid olika laster oberoende av omgivningstemperatur.

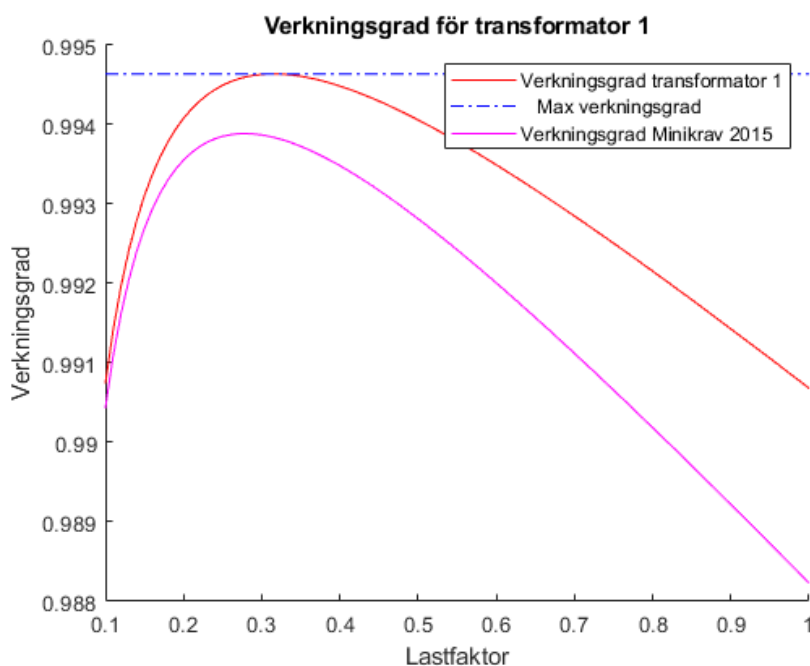
## 4.2 Mätdata från nätstationer

I denna del av resultatet visas den mätdata som blivit insamlad och presenteras genom grafer. Först visas en graf för verkningsgraden där det optimala värdet är så nära 1 som möjligt. För att få en tydligare bild av hur transformatorerna är lastade så visas sedan den historiska mätdata för en transformator i en nätstation. Denna data har blivit insamlad varje timma, dygnet runt, i ett år, från 1 Januari till 31 December 2021. Utifrån denna mätdata så har en graf för belastningsgraden tagits fram, där den optimala belastningsgraden har beräknats genom Matlab. Vidare visas grafer som visar varaktigheten i nuläget och vid ökad last, och slutligen har beräkningar kring förluster och total transporterad energi utförts där resultatet visas i tabeller nedan. Koden som är skriven i Matlab finns i bilaga D.

### 4.2.1 Transformator 1

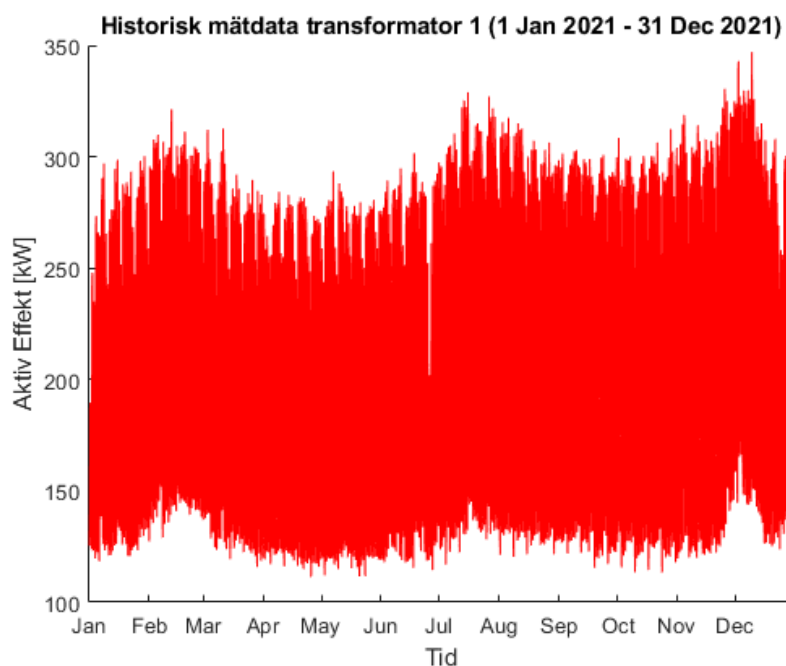
Denna nätstation är belägen mitt i centrala Göteborg och innefattar tre KNAN transformatorer på 800 kVA vardera. Genom att undersöka märkskylten kan man utifrån denna data beräkna den teoretiska verkningsgraden vid olika laster enligt avsnitt 2.6. Station 1 har  $P_{Ak} = 6,053$  kW och  $P_{A0} = 0,645$  kW. Resultatet från beräkningarna har plottats i figur 4.3 nedan. Här kan man se att den optimala teoretiska lastfaktorn för transformatorn är mellan 30 – 35%. Vid denna belastningsgrad arbetar den med en verkningsgrad på 99,47%. Grafen i figur 4.3 visar också minikraven på verkningsgraden som standarden ställer på tillverkaren. Trans-

formatorerna i denna station är tillverkade 2016 och man ser därför att den faktiska verkningsgraden (röd kurva) ligger väl över minikraven (lila kurva) i figur 4.3.



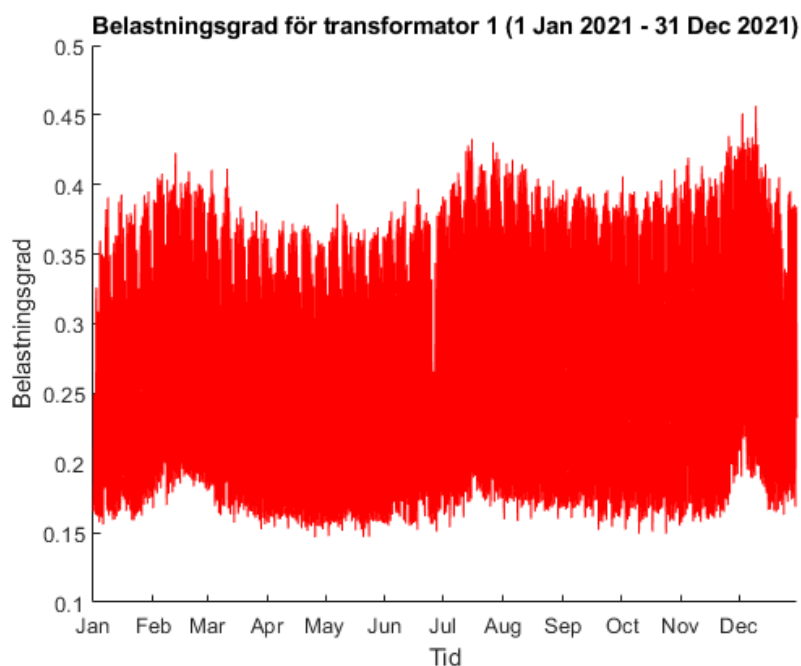
**Figur 4.3:** Beräknad verkningsgrad för 800 kVA transformator vid olika laster

Figur 4.4 visar den faktiska belastningen för en av transformatorerna i Station 1 under året 2021. Eftersom mätdatan samlades in varje timma, varje dag under hela året så visas 8760 mätpunkter. För att visualisera en tydligare bild har x-axeln ändrats till månader, istället för timmar, för att visa en tydligare bild. Detta är gjort för alla grafer utom varaktighetsdiagrammet. Som förväntat kan man i figur 4.4 se att den aktiva effekten som transformator 1 överför ökar under de kalla månaderna. Den högsta belastningen var 346 kW, den lägsta på 111,4 kW, och medelbelastningen var 209,36 kW.



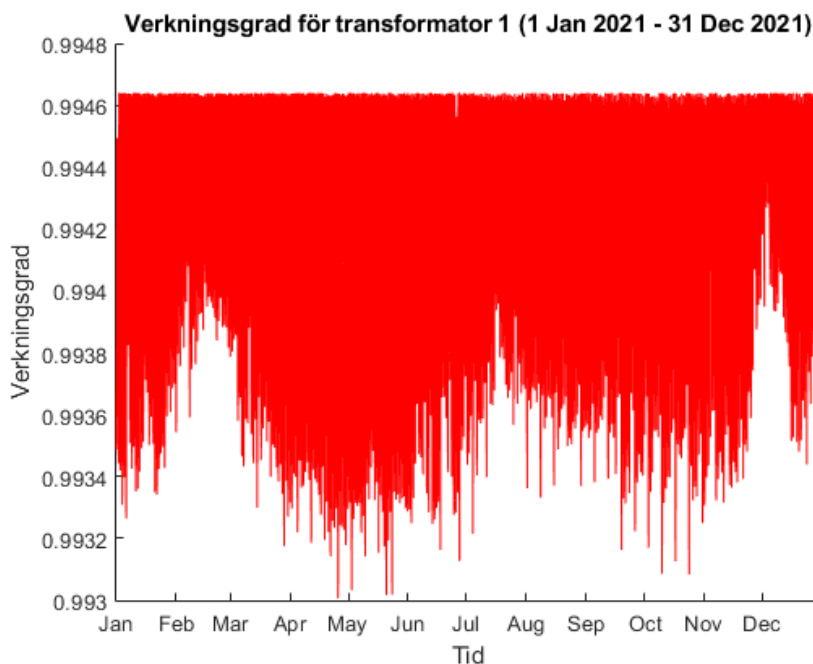
**Figur 4.4:** Historisk mätdata för transformator 1.

Som figur 4.5 visar så är transformator 1 något underbelastad med avseende på optimal verkningsgrad. Med hjälp av Matlab beräknades medelbelastningen till 27,55% vilket jämfört med den beräknade optimala belastningsgraden från figur 4.3, som var kring 30 – 35%, tyder på att transformatorn var underbelastad och kan optimeras genom att öka belastningen med några procentenheter.



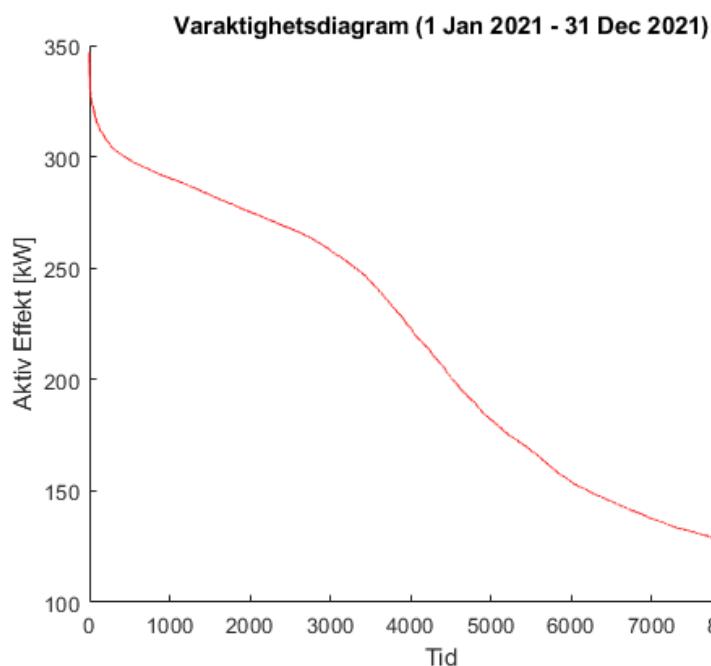
**Figur 4.5:** Belastningsgrad för transformator 1.

Figur 4.6 beskriver hur verkningsgraden varierar under året. Som figuren tydligt visar så går den faktiska verkningsgraden under den optimala flera gånger i månaden och detta beror på variation i belastningen på transformatorn. Genom Matlab kunde medelverkningsgraden under 2021 beräknas till 99,46% och på samma sätt, med hjälp av avsnitt 2.8, beräknades PEI till 99,49%.



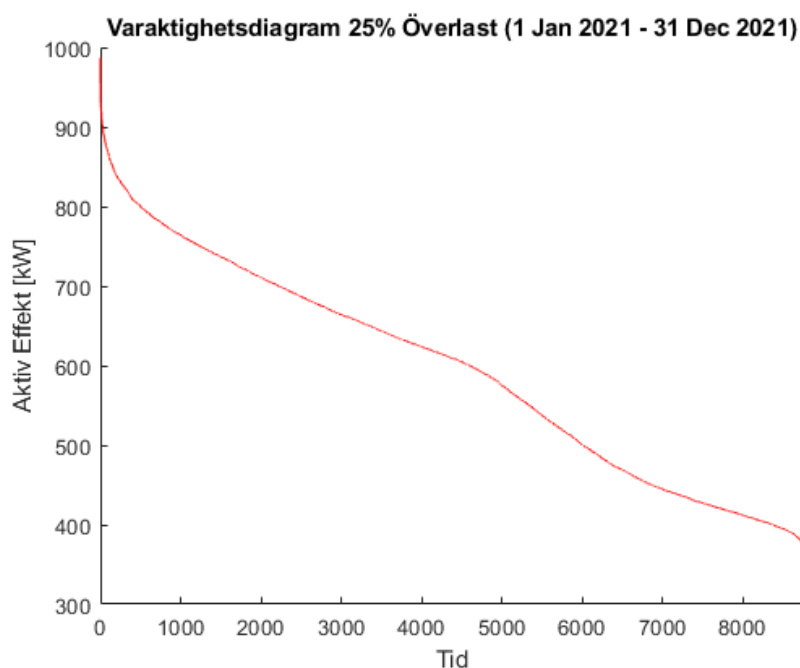
**Figur 4.6:** Verkningsgrad för transformator 1.

I figur 4.7 visas varaktighetsdiagram för transformator 1, det vill säga hur många timmar på dygnet transformatorn överför en specifik effekt. Till exempel överför transformator 1 som minst 111,43 kW belastad under alla årets timmar och under 4000 timmar överför den som minst 223,1 kW. Ifall man integrerar varaktighetsdiagrammet mellan tidpunkt 0 och 8760 fås mängden kWh som transformator 1 överför under ett år. Denna integrering gjordes genom Matlab och beräknades till  $1,834 \cdot 10^6$  kWh för året 2021. Tidigare beräknades medelverkningsgraden till 99,46% som användes för att lösa ut  $\Delta P$  ur ekvation 2.3. Då kunde de totala förlusterna beräknas och de uppgick till 9904 kWh för 2021.



**Figur 4.7:** Varaktighetsdiagram för transformator 1.

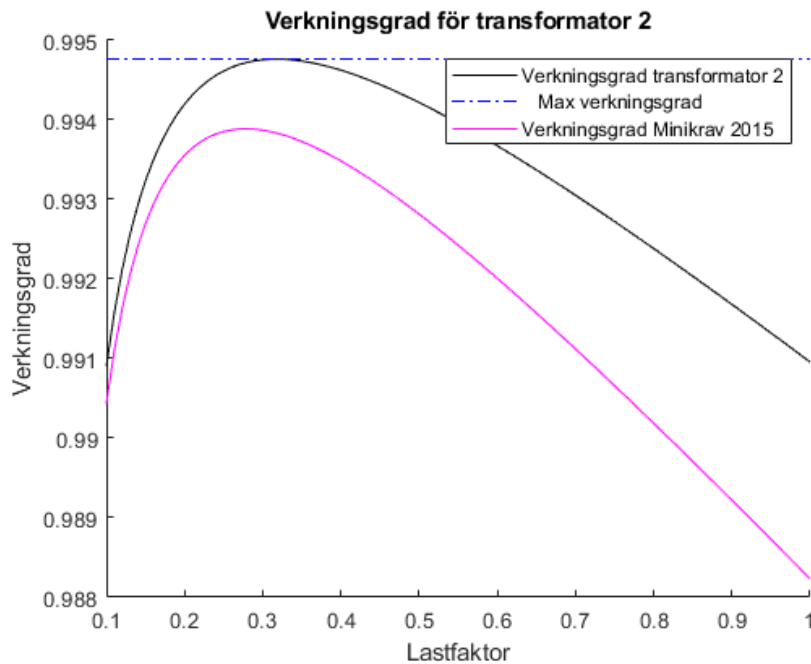
Som figur 4.2 tydligt visade får inte transformatorer med en skenbareffekt på 800 kVA lastas med 25% överlast i mer än 7 timmar i streck, då detta leder till att temperaturskillnaden mellan omgivningen och oljan överstiger  $60^{\circ}\text{C}$ . För att visualisera hur mycket mer stationen kunde lastas kopierades den kund som bestod av största delen av lasten, och öka den tills den totala varaktigheten ledde till 25% överlast vid mindre än 8 timmar. För just transformator 1 kunde man lägga till en last som var 2,3 gånger den största kundens effektbehov. Då ökade transformator 1 sin medelbelastningsgrad från 27,55% till 78,4%. I simuleringen går det att se att verkningsgraden påverkas negativt i och med denna höjning. I nuläget låg medelverkningsgraden på 99,46% men efter simuleringen minskades medelverkningsgraden till 99,23%, alltså en minskning på 0,23 procentenheter. Det nya varaktighetsdiagrammet efter simulering visas i figur 4.8.



Figur 4.8: Varaktighetsdiagram med 25% överlast för transformator 1.

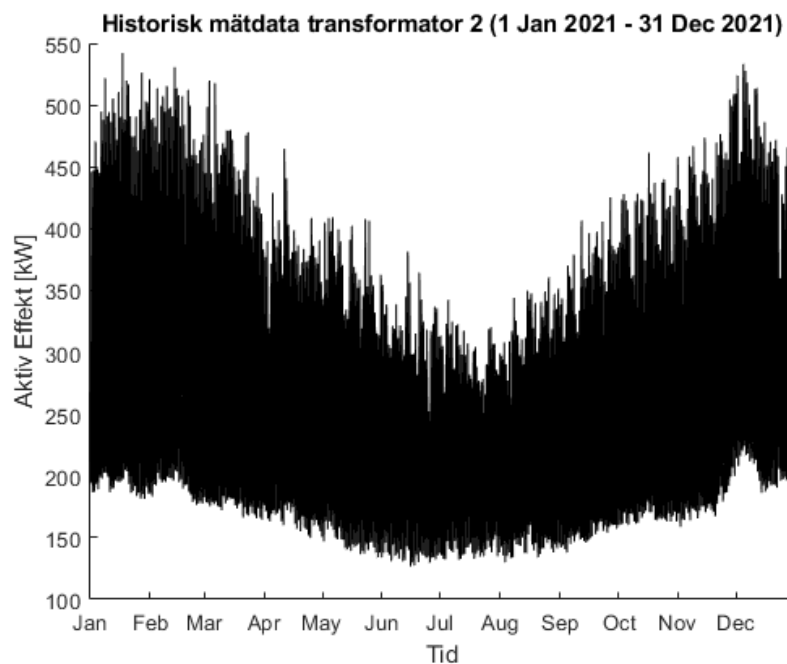
## 4.2.2 Transformator 2

Nätstation 2 ligger belägen i östra delen av Göteborg och innefattar en ONAN transformator på 800 kVA. Liknande transformator 1 undersöktes märkplåten för att kunna bestämma vid vilken lastfaktor den optimala verkningsgraden inträffade. Transformator 2 har  $P_{Ak} = 6,3$  kW och  $P_{A0} = 0,635$  kW och genom ekvation 2.4 kunde verkningsgraden vid olika lastfaktorer plottas. I figur 4.9 visas verkningsgraden och den optimala verkningsgraden var 99.48% vilket inträffade vid ungefär 30 – 35% lastfaktor.



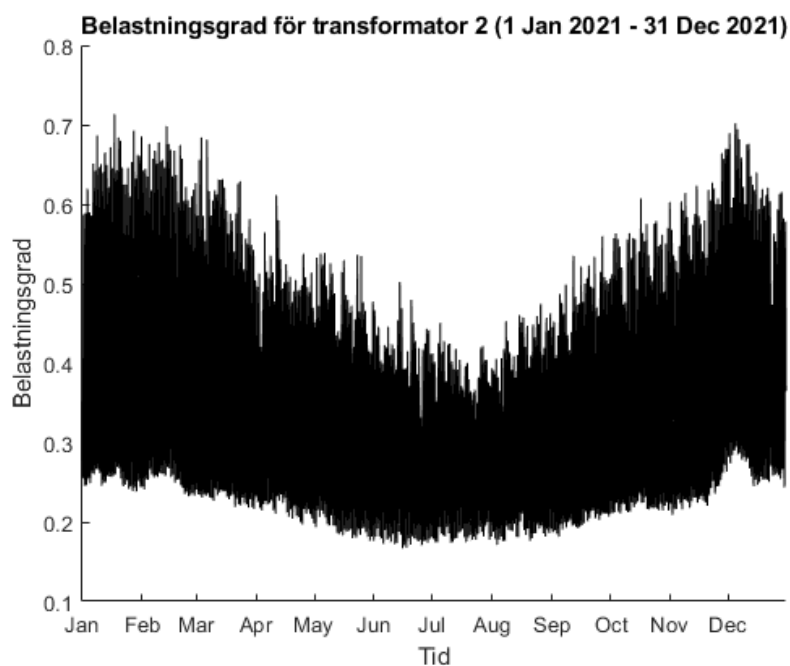
**Figur 4.9:** Verkningsgraden för transformator 2 vid olika laster

I figur 4.10 går det att avläsa hur transformator 2 är belastad ifrån 1 Januari till 31 December under året 2021. Under vinterhalvåret var station 2 belastad hårdare än sommarhalvåret, där den högsta belastningen låg på cirka 540 kW och den minsta var 127 kW. Den genomsnittliga belastningen under hela året var 277,06 kW.



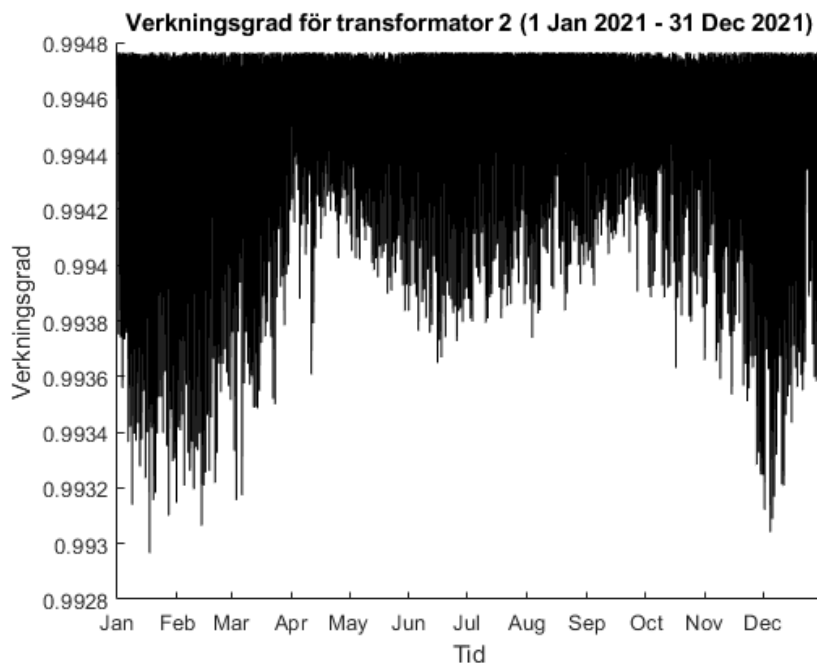
**Figur 4.10:** Historisk mätdata transformator 2.

Figur 4.11 beskriver belastningsgraden för transformator 2 med avseende på märkeffekt. Transformatorn har en genomsnittlig lastfaktor på 36,46% vilket kan jämföras med den optimala verkningsgraden som var 32-35%. I genomsnitt på ett år är transformatorn i stort sätt optimalt lastad.



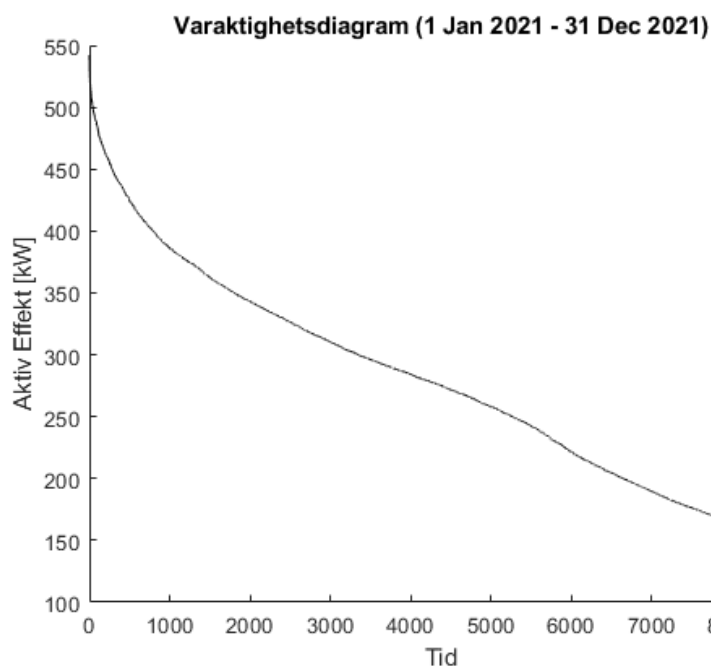
**Figur 4.11:** Belastningsgrad transformator 2.

Gällande verkningsgrad för transformatorn under året så hamnade medelverkningsgraden på 99,45% mellan 1 Jan. - 31 Dec. Överlag går transformatorn på optimal verkningsgrad under året bortsett från vissa tidpunkter på vinterhalvåret då transformatorn belastas med 70% belastningsgrad. PEI index för transformatorn beräknades till 99,5%.



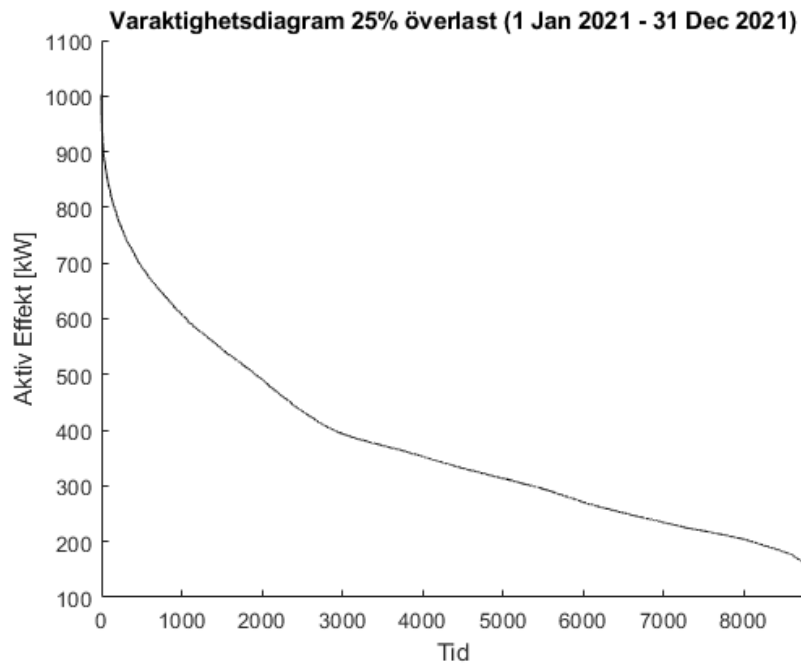
**Figur 4.12:** Verkningsgrad transformator 2.

Varaktighetsdiagram för transformator 2 plottas i figur 4.13 och ger en bild över hur många timmar under året transformatorn har en specifik belastning. Genom Matlab integrerades figur 4.13 för att beräkna den mängd kWh som transformatorn levererade. Transformator 2 överförde  $2,427 \cdot 10^6$  kWh under 2021 med en medelverkningsgrad på 99.45%. Därefter kunde förlusterna beräknas till 13349 kWh under 2021 genom  $\Delta P$  i ekvation 2.3.



**Figur 4.13:** Varaktighetsdiagram för transformator 2.

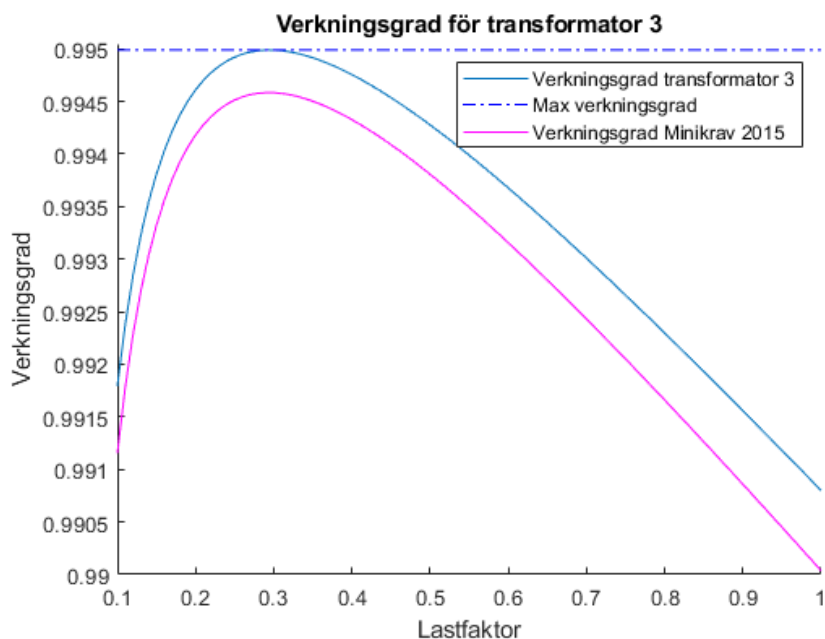
För transformator 2 simulerades, liknande transformator 1, en lasthöjning tills belastningsgraden uppgick i 25% överlast. För att utföra detta behövdes effektbehovet för den största kunden ökas med en faktor 7, eftersom största kunden för denna transformator hade ett relativt lågt effektbehov. När detta utfördes höjdes medelbelastningsgraden från 36,46% till 49,69% och medelverkningsgraden sjönk från 99,45% till 99,42%. I och med att den största kunden på station 2 hade ett lågt effektbehov under hela året höjdes inte medelbelastningsgraden något avsevärt och därmed påverkades den inte märkbart.



Figur 4.14: Varaktighetsdiagram 25% överlast för transformator.

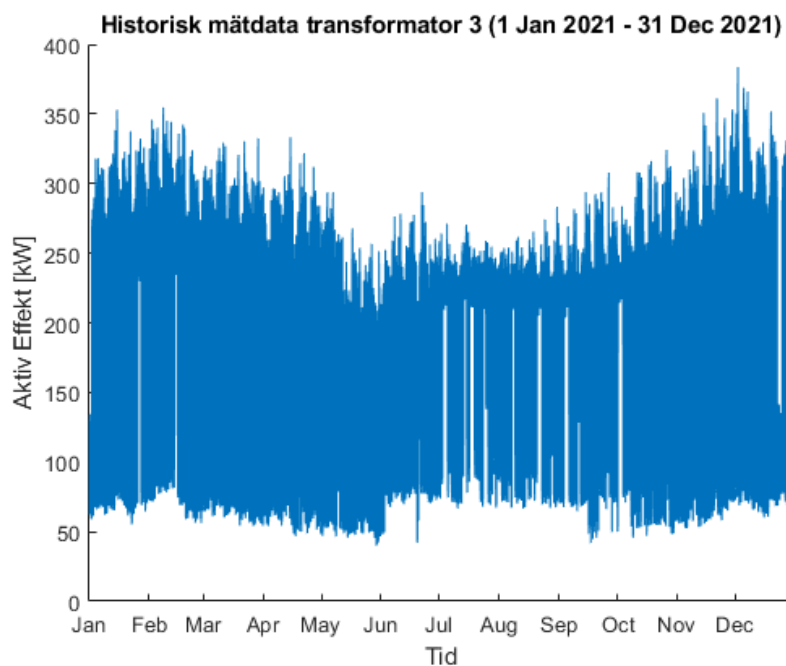
### 4.2.3 Transformator 3

Nätstation 3 ligger i Askim och innehåller två stycken ONAN transformatorer. Enligt märkplåten så har de båda en märkeffekt på  $S_r = 1250$  kVA,  $P_{Ak} = 10,146$  kW, och  $P_{A0} = 0,881$  kW. Från figur 4.15 kan man utläsa att den högsta verkningsgraden på 99,5% fås när transformatorn är lastad till ca. 30%.



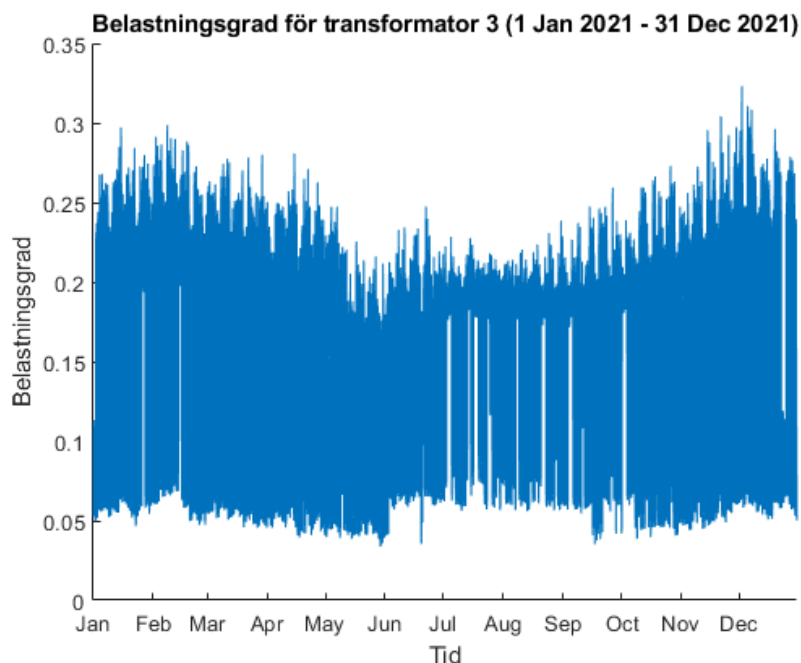
**Figur 4.15:** Verkningsgraden för transformator 3 vid olika laster

Den historiska mätdata i figur 4.16 visar, precis som datan från de andra transformatorerna, att belastningen är högst under de kalla vintermånaderna. Som mest överför transformator 3 370 kW och som minst 40,3 kW. Medelbelastningen för beräknades till 185,3 kW under 2021.



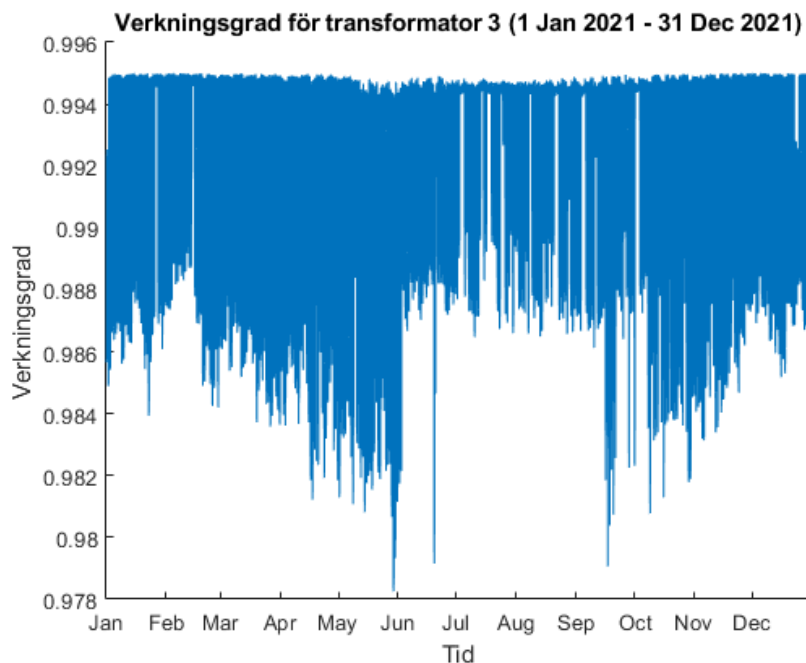
**Figur 4.16:** Historisk mätdata transformator 3.

Vid plottande av belastningsgrad med avseende på märkeffekt ges en bild av hur transformator 3 är lastad under året. Under vissa tidpunkter på året är lasten endast 5% av märkeffekt och som mest är den ca 30% av märkeffekt. i figur 4.17 visas belastningsgraden, genom grafen beräknades medelbelastningen under året till 15,6% av märkeffekt.



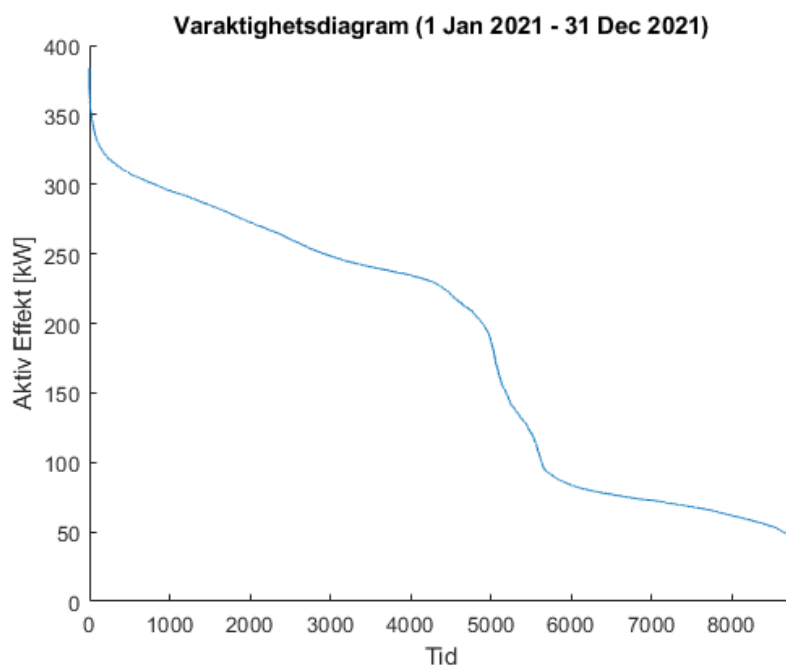
**Figur 4.17:** Belastningsgrad transformator 3.

I figur 4.18 visas verkningsgraden för transformator 3 under året. Medelverkningsgraden var 99,4% vilket kan jämföras med den optimala verkningsgraden på 99,5%. Ur figur 4.18 går det att avläsa att lägsta verkningsgrad hamnar på 97,9% vilket har och göra med den låga lasten under sommarnätter. PEI index beräknades till 99,52%.



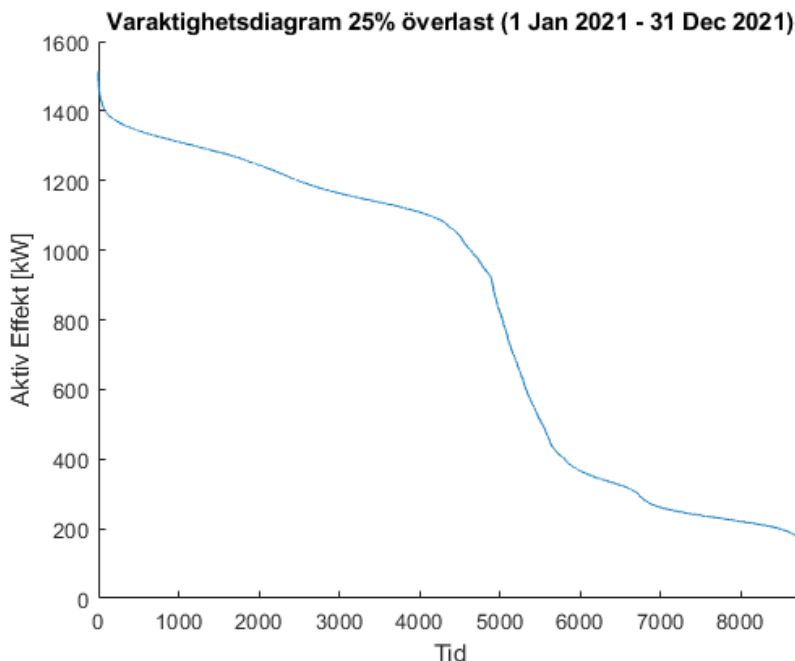
**Figur 4.18:** Verkningsgrad transformator 3.

I figur 4.19 plottas ett varaktighetsdiagram för transformator 3. Genom integration av denna graf fås mängden kWh som transformatorn överförde. Resultatet visade att den överförde  $1.624 \cdot 10^6$  kWh under 2021 med en medelverkningsgrad på 99,4%. Med hjälp av detta beräknades  $\Delta P$  till 9744 kW under 2021.



**Figur 4.19:** Varaktighetsdiagram för transformator 3.

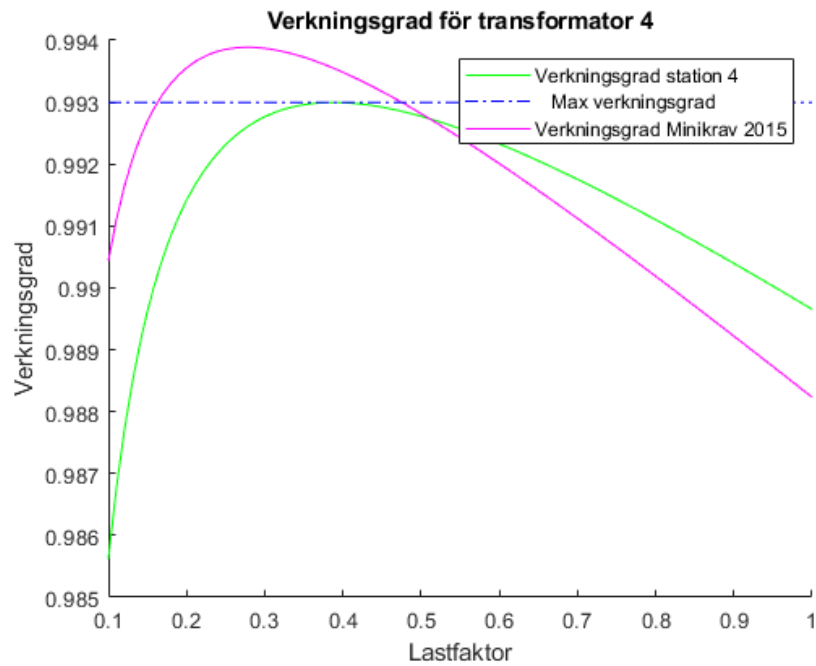
För transformator 3 simulerades en ökning med 4 gånger den största kundens effektbehov för att uppnå 25% överlast. Medelbelastningsgraden steg då markant från 15,61% till 69,57% och detta beror på att den största kunden har ett effektbehov som är jämnt utspritt över hela året. Som visas i figur 4.20 så ligger belastningen på 1000 kW under halva tiden av året, vilket leder till en hög medelbelastning sett till hela året. När lasten ökades till 25% överlast minskades medelverkningsgraden för transformator 3. Den sjönk ifrån 99,4% till 99,3%.



**Figur 4.20:** Varaktighetsdiagram 25% överlast för transformator 3.

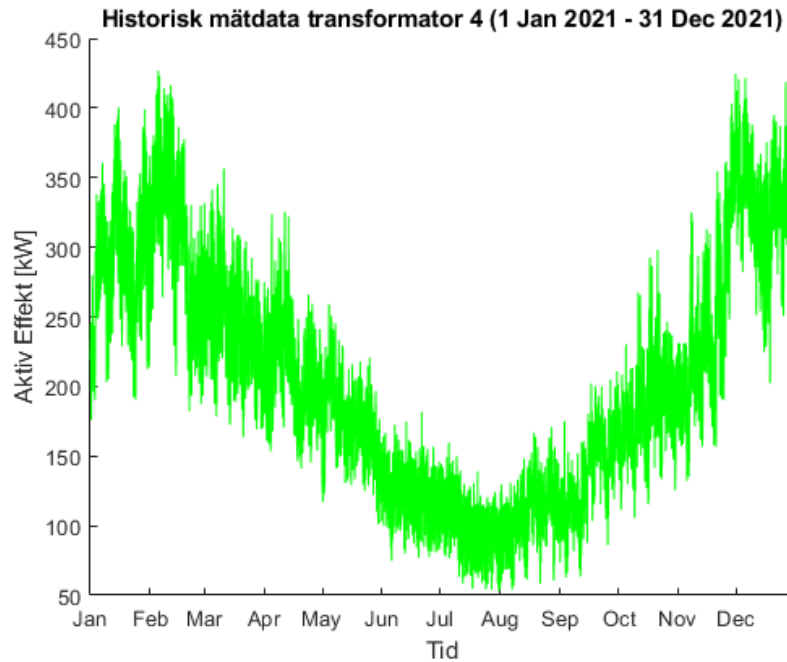
#### 4.2.4 Transformator 4

Den 4:e och sista nätstationen ligger belägen i hamnen på Hisingen och består av en 800 kVA ONAN transformator. Transformator 4 har belastningsförluster på  $P_{Ak} = 6,906$  kW och tomgångsförluster på  $P_{A0} = 1,04$  kW. Detta användes för att beräkna verkningsgraden på transformatorn vid diverse olika laster. Denna transformator har en optimal verkningsgrad på 99,3% och det inträffar vid en lastfaktor på runt 35-40% av märkeffekt. Resultatet plottades i figur 4.21. Minikraven för verkningsgrad plottades även i grafen. Anledningen till att den faktiska verkningsgraden är lägre vid vissa nivåer av lastfaktorer beror på att transformator 4 producerades på 80-talet och minikraven för verkningsgrad var lägre på den tiden.



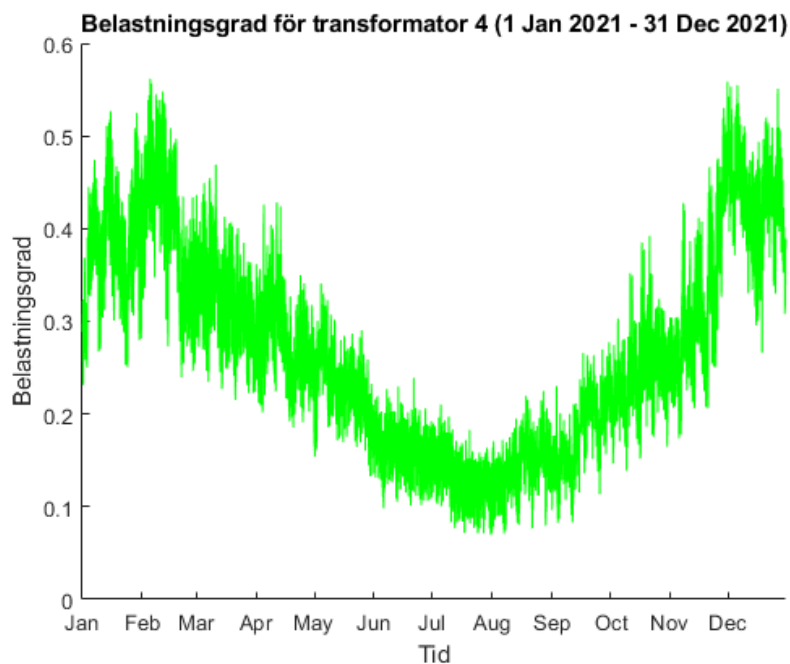
**Figur 4.21:** Verkningsgrad för transformator vid olika laster

Den historiska mätdata för transformator 4 plottas i figur 4.22. Här skiljer sig förbrukningen från vinterhalvåret till sommarhalvåret markant. På vintern överför transformatorn en maximal effekt på cirka 425 kW och på sommaren är den lägsta effektöverföringen ca. 53 kW. Medelbelastningen för transformatorn var 203,6 kW under 2021.



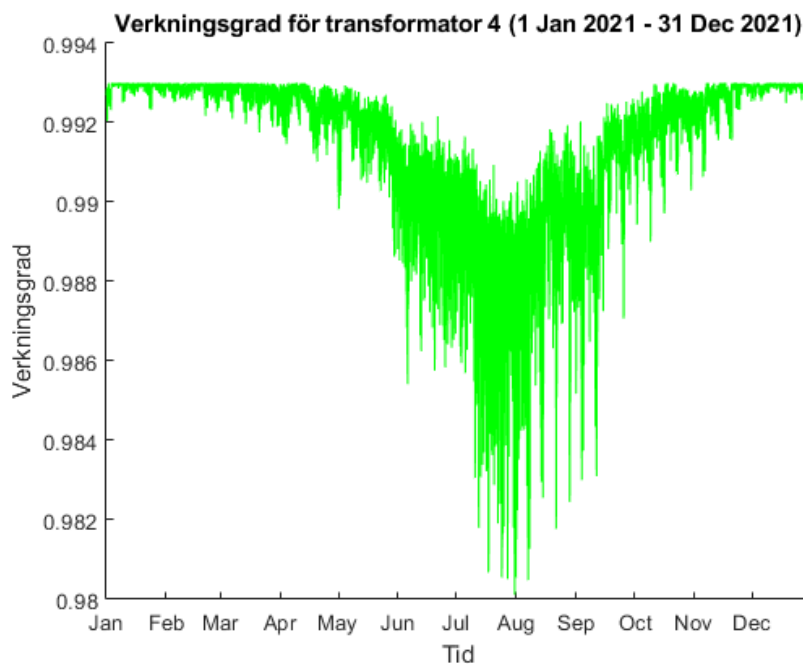
**Figur 4.22:** Historisk mätdata transformator 4.

Belastningsgraden plottas i figur 4.23 vilket ger en bild hur hårt lastad transformatorn är med avseende på märkeffekt. Under vinterhalvåret var transformator 4 belastad ca 55% av märkeffekt medan den på sommaren minskade till ca 10% belastning. Medelbelastningen för transformator 4 hamnade på 26,79% av sin märkeffekt.



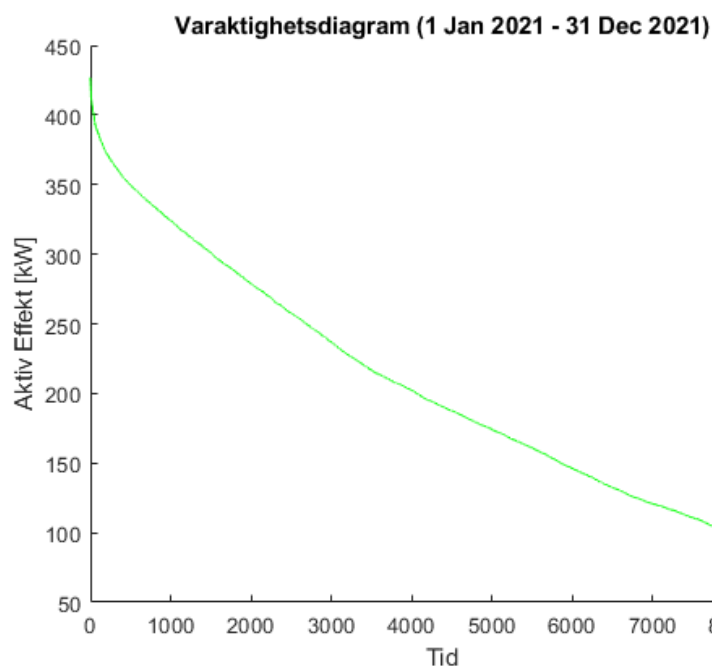
**Figur 4.23:** Belastningsgrad för transformator 4.

Figur 4.24 plottas verkningsgraden under året för station 4. Medelverkningsgraden var 99,25% för station 4 där den pendlade mellan 99,3% som högst och 98% som lägst, vilket skedde under sommaren i och med den låga lasten. PEI index räknades fram till 99,33% för station 4.



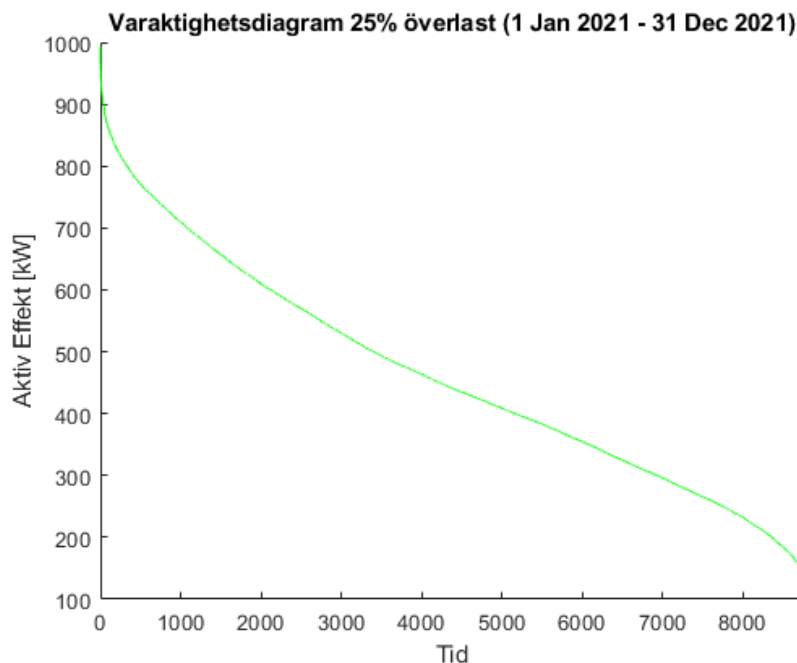
**Figur 4.24:** Verkningsgrad för transformator 4.

Varaktighetsdiagrammet för transformator 4 plottades även för att kunna beräkna mängden kWh som den överförde. Genom integrering fastslogs det att transformatorn överförde  $1,783 \cdot 10^6$  kWh med en medelverkningsgrad på 99,25%. På så sätt räknades mängden förluster fram till 13373 kWh under året 2021.



**Figur 4.25:** Varaktighetsdiagram för transformator 4.

För transformator 4 simulerades en ökning med 3,7 gånger den största kundens effektbehov för att uppnå den önskvärda 25% överlast. Detta gjorde att medelbelastningsgraden ökade från 26,79% till 60,99% och liknande transformator 3 beror detta förmodligen på att den största kundens effektbehov till stor del utgör den totala lasten för stationen. Från figur 4.26 kan man urläsa att den minsta belastningen under hela året var ca. 120 kW och den högsta var 900 kW. När transformatorn belastades med 25% överlast gick medelverkningsgraden ner från 99,25% till 99,23%.



Figur 4.26: Varaktighetsdiagram 25% överlast för transformator 4.

### 4.3 Sammanfattning av mätdata

Nedan sammanfattas den beräknade datan i tabeller för att underlätta visualiseringen av resultaten som beräknades i tidigare avsnitt. I tabell 4.1 visas en sammanfattning från transformatorerna där man kan jämföra hur de är belastade i nuläget jämfört med vad den optimala lastnivån är. Sedan visar tabellen vad medelbelastningen blev när de belastades med 25% överlast, och till sist visas det beräknade PEI värdet.

Tabell 4.1: Sammanfattning av medelbelastning för stationerna

Transformator	Optimal lastnivå [%]	Medelbelastning <sup>1</sup> [%]	Medelbelastning efter överlast <sup>2</sup> [%]	PEI [%]
1	31,5	27,55	78,4	99,49
2	32	36,46	49,69	99,5
3	29,5	15,61	69,57	99,52
4	39	26,79	60,99	99,33

Tabell 4.2 visar sammanfattning av medelverkningsgraden för transformatorerna och hur mycket energi de överförde under 2021. Fjärde kolumnen beskriver mängden energiförluster för varje transformator.

<sup>1</sup>Medelbelastningen beräknades genom att beräkna medelvärdet för effekten under ett år och dividera värdet med märkeffekt.

<sup>2</sup>Medelbelastning efter överlast beräknades på samma sätt som medelbelastningen, men där en simulerad överlast adderades till medelvärdet för effekt under ett år.

**Tabell 4.2:** Medelverkningsgrad, överförd energi, och förluster för transformatorerna.

Transformator	Medelverkningsgrad [%]	Energi [kWh]	Förluster [kWh]
1	99,46	$1,834 \cdot 10^6$	9904
2	99,45	$2,427 \cdot 10^6$	13349
3	99,40	$1,624 \cdot 10^6$	9744
4	99,25	$1,783 \cdot 10^6$	13373

#### 4.4 Livslängd på olja och isolationspapper

För att undersöka livslängden på olja och isolationspappret så behövde hotspot temperaturen  $\theta_{hs}$  bestämmas först, detta gjordes med hjälp av ekvation 2.10. Temperatur stegringen vid de olika lasterna hämtades från [14]. Med hjälp av den datan kunde  $\Delta\theta_{wo}$  beräknas, som sedan användes för att uppskatta  $\theta_{hs}$  vid olika omgivningstemperaturer.

**Tabell 4.3:** Hotspottemperatur vid tre olika omgivningstemperaturer och även tre olika lastfaktorer, där den högsta godkända absoluttemperaturen för oljan är 118 °C.

Hotspottemperatur vid olika omständigheter [°C]									
Omgivningstemp	0°C			20°C			40°C		
Lastfaktor	50%	100%	125%	50%	100%	125%	50%	100%	125%
$\theta_{hs}$	21	71	109	41	91	129	61	111	149

Därefter var  $\theta_{hs}$  bestämd och då kunde livslängden på oljan och isolationspappret bestämmas genom att sätta in värdet på  $\theta_{hs}$  i tabellen för livslängd i standarden IEC 60076-7 [15].

**Tabell 4.4:** Livslängd på olja vid tre olika omgivningstemperaturer och tre olika lastfaktorer.

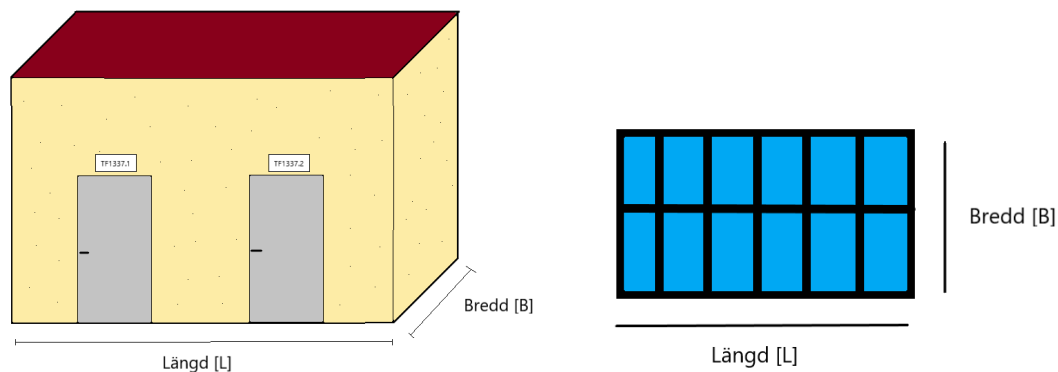
Livslängd på olja [år]									
Omgivningstemp	0°C			20°C			40°C		
Lastfaktor	50%	100%	125%	50%	100%	125%	50%	100%	125%
Livslängd	> 1000	> 1000	22,8	> 1000	158,7	3,2	> 1000	18,6	0,5

I tabell 4.5 visas resultaten för livslängden på isolationspappret där belastningsnivå på 50%, 100% och 125% av märkdrift undersöktes. Därtill undersöktes de tre belastningsnivåerna vid tre olika omgivningstemperaturer 0°C, 20°C, 40°C för att kunna kartlägga livslängden vid de olika scenarierna. Undersökningen av livslängd gjorde på icke värmeuppgraderat papper samt värmeuppgraderat papper.

Tabell 4.5: Livslängd på isolationspapper

Livslängd på isoleringspapper [år]									
Omgivningstemp	0°C			20°C			40°C		
Lastfaktor	50%	100%	125%	50%	100%	125%	50%	100%	125%
Ej-värmeuppraderat	> 97,3	> 97,3	3,91	> 97,3	27,1	< 3,2	> 97,3	< 3,2	< 3,2
Värmeuppraderat	> 151,9	> 151,9	17,1	> 151,9	63,9	< 15,3	> 151,9	< 15,3	< 15,3

## 4.5 Solcellsanläggning och Ventilation



Figur 4.27: Till vänster en typisk nätstation, till höger en solpanel.

Denna uppsats har valt en typisk nätstation hos GENAB som är placerad utomhus. I beräkningarna som görs nedan används benämningar från figur 4.27. Data från GENAB säger att en typisk transformatorstation har  $L = 5500$  mm och  $B = 3220$  mm. Med hjälp av detta så kan takarean  $[A]$  beräknas enligt följande:

$$A_{tak} = L \cdot B = 5500 \cdot 3220 \text{ mm} = 17,71 \text{ m}^2$$

Då GENAB inte har någon specifik producent som de köper solpaneler ifrån så valdes två solpanelsföretag på måfå. Den första typen av paneler är av märket LONGI och modellen som valdes är LR5-54HPB-400, vilket är en monokrystallin panel. Enligt produktbladet i Appendix B så är längden på panelen  $L = 1722\text{mm}$  och bredden är  $B = 1134\text{mm}$ . Detta ger en area per panel på:

$$A_{panel} = 1722 \cdot 1134 \text{ mm} = 1,953 \text{ m}^2$$

För att ta reda på hur många paneler som får plats på taket på nätstationen så användes följande formel:

$$\text{Antal paneler} = \frac{A_{tak}}{A_{panel}} = \frac{17,71}{1,953} = 9,06 \text{ paneler}$$

Enligt databladet för LR5-54HPB-400 i Appendix B så producerar panelen en effekt på 400 W vid STC och 299 W vid NOCT. Vid användandet av 9 stycken paneler

kan då anläggningen producera:

$$P_{max} = 400 \text{ W} \cdot 9 \text{ st} = 3,6 \text{ kW vid STC}$$

$$P_{max} = 299 \text{ W} \cdot 9 \text{ st} = 2,691 \text{ kW vid NOCT}$$

Vidare så kan man ur Appendix A urläsa att ventilationen som är av modellen DOVA 10 kräver 715 W, 230 V AC för att drivas. LONGI panelerna producerar vid maximal effekt, enligt Appendix B, under NOCT förhållanden en spänning på 28,74 V. Sätter man panelerna i serie behöver man installera, för att uppnå 230 Volt:

$$\text{Antal paneler för } 230 \text{ V} = \frac{230}{28,74} = 8 \text{ Paneler vid NOCT}$$

När det är beräknat att ytan för taket är tillräckligt stor för att kunna producera en tillräcklig effekt med en godtycklig spänning så är det intressant att beräkna om panelerna faktiskt får plats på taket i verkligheten. Enligt 2.12 valdes en vinkel på  $40^\circ$  från nätstationens tak. Med hjälp av trigonometriska samband kan man beräkna höjden som panelen kommer ha från taket vid denna vinkel och kan därefter besluta om anläggningen kommer få plats på nätstationstaket. För att få reda på höjden [H] på panelen när den står vid  $40^\circ$  lutning användes följande trigonometriska samband:

$$\begin{aligned} H &= \sin 40^\circ \cdot \text{Hypotenusan (som blir samma längd som B på panelen i figur 4.27)} \\ &= \sin 40^\circ \cdot 1,134 \text{ m} = 0,729 \text{ m} \end{aligned}$$

Eftersom avsnitt 2.12 säger att avståndet mellan panelen och ett skuggande objekt skall vara tre gånger höjden på det skuggande objektet fås avståndet till nästa panel genom:

$$\text{Avstånd} = 3 \cdot 0,729 = 2,19 \text{ m}$$

Alltså måste nästa panelrad placeras cirka 2,2 meter bakom den sydåtriktade panelraden. För att ta reda på om detta får plats måste man först ta reda på hur mycket plats panelen tar [Bas] när den står i  $40^\circ$ . Detta fås genom följande trigonometriska samband:

$$\text{Bas} = \cos 40^\circ \cdot \text{Hypotenusan} = \cos 40^\circ \cdot 1,134 \text{ m} = 0,87 \text{ m}$$

För att få den totala bredden på två panelrader måste man addera bredden med avståndet som beräknades ovan, och då får man:

$$\text{Bredd på anläggning} = 0,87 + 0,87 + 2,19 \text{ m} = 3,93 \text{ m} \neq 3,22 \text{ m}$$

Då bredden på anläggningen blir större än takets bredd på 3,22 meter så kommer inte en ytterligare panelrad att få plats på taket. Om man istället undersöker hur många som får plats på längden får man följande:

$$\text{Antal paneler på längden} = \frac{L_{Tak}}{L_{Panel}} = \frac{5,5}{1,722} \approx 3 \text{ paneler}$$

Med dessa uträkningar kan man bevisa att storleken på transformationstakets taket ej kommer att räcka till en anläggning på minst 8 paneler om panelerna skall placeras med  $40^\circ$  vinkel. Ifall man vill installera panelerna med denna vinkel så kommer det maximalt att få plats 3 stycken på längden, vilket är tillräckligt sett till effekten de kan producera men inte för att få upp spänningen i 230 V.

För att jämföra valdes också en panel från Sunpower. Denna panel består av monokrystallina celler och en panel producerar maximalt en effekt på 370 W. Enligt Appendix C så har panelen en längd på  $L = 1558$  mm och en bredd på  $B = 1046$  mm. Detta ger en area på:

$$A_{panel} = 1558 \cdot 1046 \text{ mm} = 1,63 \text{ m}^2$$

För att få reda på hur många paneler som får plats på taket, hur mycket de kan producera, och om de faktiskt får plats på taket användes samma formler som tidigare:

$$\text{Antal paneler} = \frac{A_{tak}}{A_{panel}} = \frac{17,71}{1,63} \approx 10 \text{ paneler}$$

$$P_{max} = P \cdot \text{Antal paneler} = 370 \text{ W} \cdot 10 \text{ st} = 3,7 \text{ kW vid STC}$$

$$\text{Antal paneler för } 230 \text{ V} = \frac{230}{59,1} \approx 4 \text{ Paneler vid STC}$$

$$H = \sin 40^\circ \cdot \text{Hypotenusan} = \sin 40^\circ \cdot 1,046 \text{ m} = 0,673 \text{ m}$$

$$\text{Avstånd} = 3 \cdot 0,673 = 2,02 \text{ m}$$

$$B = \cos 40^\circ \cdot \text{Hypotenusan} = \cos 40^\circ \cdot 1,046 \text{ m} = 0,81 \text{ m}$$

$$\text{Bredd på anläggning} = 0,81 + 0,81 + 2,02 \text{ m} = 3,64 \text{ m} \neq 3,22 \text{ m}$$

$$\text{Antal paneler på längden} = \frac{L_{Tak}}{L_{Panel}} = \frac{5,5}{1,558} \approx 3 \text{ paneler}$$

Med Sunpowers panel så får man samma resultat som med LONGI panelen. Det betyder att transformatorstakets yta är för liten för att kunna placera paneler med en vinkel mellan  $30$ - $50^\circ$ . Ifall man skulle placera panelerna platt på taket så skulle den teoretiska effekten som panelerna kan producera och spänningsnivån vara tillräcklig för att driva ett ventilationssystem av typen DOVA 10. Då behöver man också en växelriktare som gör om DC spänningen från panelerna till AC som ventilation kan drivas av. Då är det viktigt att tänka på att inverteraren skall klara av den producerade effekten och spänningsnivån som anläggningen producerar.

# 5

## Slutsats

Denna rapport har undersökt ett flertal frågor. Först och främst ville författarna få en bild av hur transformatorerna i GENABs nät var belastade i nuläget. Efter att insamlad data blivit analyserad i Matlab kunde det fastställas att tre av fyra transformatorer som undersöktes hade en medelbelastning som låg under en optimal belastningsnivå. Detta kan bero på flera olika variabler. En orsak kan vara att när en kund startar ett nytt abonnemang hos GENAB är dem inte medvetna om hur stort effektbehovet är, och överestimerar därför sin konsumtion. En annan orsak är att GENAB vill ha outnyttjad effekt i sina transformatorer ifall det totala effektbehovet för stationen skulle öka p.g.a. tillbyggnader. Resultaten på denna fråga visas också tydligt i tabell 4.1. När det var bekräftat att de transformatorer som undersöktes faktiskt var underlastande ledde detta vidare till nästa fråga, hur mycket mer kan dem belastas?

För att ta reda på detta behövde mer information insamlas om vad det är som påverkar en transformators livslängd. Eftersom denna rapport i huvudsak fokuserade på ON-, eller oljeisolerade, transformatorer så var oljan en självklar komponent att undersöka. Senare framgick det, från standarder, att också isoleringspappret var intressant att undersöka då det är denna komponent som i regel går sönder först i en transformator. Efter faktainsamling från olika källor och standarder hittades ett samband mellan oljetemperaturen och livslängden, där oljetemperaturen steg ju mer man belastade transformatorn. Då en transformator i GENABs nät ska ha en livslängd på 30-40 år så var det intressant att undersöka hur varm oljan kunde bli innan den degraderas så mycket att transformatorn inte skulle överleva i 40 år. Från en rapport som gjorts i samråd med en transformator tillverkare vid namn Kooshkan Transformer Company hämtades data som visade på att en transformator på 800 kVA kunde lastas med 25% överlast i ca. 7 timmar i streck, utan att temperaturen uppgick i nivåer som ej är godkänt enligt standard. Vid ett senare tillfälle fick författarna ett temperaturstegringstest från Helmerverken som validerade datan. Därför sattes denna last- och tidsnivå som riktmärke och utifrån detta kunde simulationer utföras.

Simuleringen gick ut på att kopiera den största lasten, även känd som kunden, i en transformator och öka den tills den totala lasten uppgick i 125% av märkdrift. Dock inte i mer än 7 timmar som nämndes tidigare. Genom denna simulering bevisades att samtliga transformatorer kunde belastas med minst ytterligare 17 procentenheter, där den största ökningen skedde för transformator 1 som ökade sin medelbelastning med 50,85 procentenheter, eller 285%. Denna ökning resulterade i att transforma-

torn kunde överföra mer än dubbelt så mycket energi, totalt 3,4 miljoner kWh, än vad den gör idag. Men, bara för att det går att belasta transformatorn mer betyder inte detta att det var värt att göra det. Något som författarna blev väl insatta i var verkningsgraden för transformatorer. Från tabell 4.1 kan man se vad den optimala lastnivån för varje enskild transformator var, sett från ett verkningsgradsperspektiv. Ur varje stations verkningsgradskurva framgick att verkningsgraden ej bör gå under 99%, som var minikraven för transformatorer producerade efter 2015, och den optimala verkningsgraden för samtliga transformatorer låg mellan 99,3-99,5%. Det som framgick tydligt var att om man skulle ta verkningsgraden i beaktning så kunde man ändå öka belastningen för tre av de fyra transformatorerna. Dock blev ej ökningen lika tilltaglig som när man utgick från ett livslängdsperspektiv. Den transformator där man kunde öka belastningen mest för att uppnå optimal lastnivå var nummer 3, där lasten ökade med 13,89 procentenheter. När man ökade lasten för transformator 1 med 50,85 procentenheter gick verkningsgraden ner från 99,46% till 99,23%. Huruvida denna förlust i verkningsgrad är värd den ökning i energi som transformatorn kan överföra vet författarna inte. Vidare så kan dessa siffror användas som underlag när beslut om nya nätstationer skall byggas eller inte.

Undersökningen av de tre belastningsgraderna vid olika omgivningstemperaturer visade att det vanligtvis var isoleringspappret i transformatorn som degraderades så pass mycket att den var tvungen att tas ur bruk, snarare än kvalitén på oljan. Resultaten i tabell 4.5 visar livslängden på isolationspappret. Den önskvärda livslängden för transformatorer är mellan 30-40 år innan de byts ut. För en omgivningstemperatur på 0°C så överstiger livslängden på isolationspappret 97,3 respektive 151,9 år för 50% och 100% belastningsgrad. Vid 125% belastningsgrad blir den estimerade livslängden 3,91 år respektive 17,1 år för isolationspappret. Därmed bör man vara varsam att transformatorn inte belastas med 125% belastningsgrad för ofta för då blir livslängden kortare än den önskade. Vid 20 gradig omgivningstemperatur blev livslängden längre än 97,3 år samt 151,9 år för 50% belastningsgrad. För 100% belastningsgrad blev livslängden på pappret 27,1 år respektive 63,9 år, ur ett livslängdsperspektiv är detta en relativt optimal belastningsgrad för transformatorn. 125% belastningsgrad vid 20°C omgivningstemperatur ger en estimerad livslängd kortare än 3,2 respektive 15,3 år. Vid 40°C omgivningstemperatur bör man vara varsam att transformatorn inte belastas alldeles för högt. Såpass höga omgivningstemperaturer ger väldigt korta livslängder på isolationspappret. För 50% belastningsgrad är livslängden fortfarande längre än 97,3 respektive 151,9 år. Men för 100% och 125% belastning blir livslängden kortare än 3,2 år respektive 15,3 år. Höga omgivningstemperaturer inträffar främst på sommarhalvåret och då är belastningen i regel mycket lägre än vad den är under vinterhalvåret. Detta medför att hotspot temperaturen hålls på en rimlig nivå i det svenska klimatet generellt sett. Men för de transformatorer som är högt belastade under sommarhalvåret bör noggrann undersökning göras och främst försöka få ner omgivningstemperatur med hjälp av effektivt ventilationssystem.

Aktiv temperaturmätning av olja är ingenting som används i transformatorerna i GENABs nät i dagsläget. En aktiv mätning av temperaturen på oljan skulle medföra

att man på ett effektivare sätt kan estimerar livslängden på transformatorn genom sambanden beskrivna i kapitel 2.6. Men i och med att transformatorerna i nätet endast belastas cirka 20-30% av märkdrift så behövs ingen aktiv temperaturmätning eftersom temperaturerna inte överstiger nivåer som medför att de behövs tas ur drift tidigare än önskat. Om det i framtiden dock skulle byggas transformatorstationer där belastningsgraden ibland uppgår till 100-125% skulle det vara lönsamt att installera aktiv temperatur mätning. Det man skulle kunna titta på isåfall är om det är mer lönsamt att implementera aktiv temperaturmätning eller om det helt enkelt är mer lönsamt att öka transformatorstorleken.

Transformatorerna som analyserades i resultatdelen hade en medelbelastning mellan 15,6% och 36,46% av deras märkdrift. Tittar man närmare på hur belastningen är över ett dygn ser man tydligt hur belastningen är låg på nätterna och högre på dygnen. Ett exempel på detta är transformator 3 under sommarhalvåret där belastningen pendlar mellan 5% och 25% av märkdrift. Detta är inte optimalt ur något perspektiv, vare sig livslängd eller verkningsgrad. På nätterna konsumeras endast 5% av märkdrift vilket drar ner verkningsgraden betydligt eftersom det i stort sett endast består av tomgångsförluster. Genom att höja belastningen på nätterna kan verkningsgraden höjas och på så sätt minskas förluster. Ett sätt att höja belastningen på nätterna skulle kunna vara att installera laddstolpar som är endast aktiva på nätterna. På så sätt skulle mer energi kunna säljas samt att förlusterna skulle minskas. Ur ett verkningsgradsperspektiv bör man åtminstone installera transformatorer som har en belastningsgrad runt den optimala verkningsgraden (mellan 30-35% belastningsgrad). Eftersom den mängden belastning inte påverkar livslängden på pappret markant bör en transformator ha åtminstone den belastningen när den sätts i drift.

När det planeras att bygga ett nytt område skulle man kunna titta på vad återbetalningstiden skulle vara på att använda befintlig transformator till det området eller om det är mer lönsamt att installera en helt ny transformator. Genom att simulera en ökning av liknande kunders konsumering i den skala på de nya området skulle den nya totala verkningsgraden kunna jämföras med den befintliga verkningsgraden. På så sätt kan den ökade mängden förluster beräknas per år och sedan jämföras med kostnaden av att bygga en helt ny nätstation. Sedan kan återbetalningstiden beräknas och om den skulle överstiga 40 år så är det mer lönsamt att bygga en helt ny nätstation, men är tiden kortare är det mer lönsamt att använda sig av befintlig nätstation. I en sådan beräkning behövs variabler som kostnad av nytt kablage, kostnad av ny mark, grävning, underhåll etc såklart tas i anspråk.

En lösning för att sänka temperaturen i nätstationerna var att installera en ventilation och för GENAB var det intressant att undersöka ifall den kunde drivas av solceller. Utifrån en standardmodell på nätstationer räknades takarean ut. Två solcellstillverkare valdes där man räknade med två olika storlekar på panelerna. Resultatet visade att man på taket endast fick plats med tre stycken paneler, då taket inte var tillräckligt brett för att ge plats för en till panelrad då den skulle bli skuggad om panelerna installerades med 40° vinkel. Dock så skulle dessa tre paneler produ-

cera en godtycklig effekt för att driva ventilationen, då det enda som behövde göras var att transformera upp spänningen från 86,22 V, för LONGI panelen, eller 177,3 V, för Sunpower panelen, till 230 V. Effekten som behövdes för att driva ventilationen var 715 W. Tre stycken LONGI paneler producerade 897 W jämfört med tre stycken Sunpower paneler som producerade 1,11 kW. Ifall GENAB skulle bestämma sig för att lägga panelerna platt på taket, alternativt bygga nätstationer med en takvinkel på 40° mot söder, så skulle de få plats med betydligt fler paneler. I detta fall kunde båda typer av celler producera godtycklig spänning och mer än tillräckligt hög effekt. Något som är värt att ta i beaktning är att detta är den installerade effekten som anläggningen kommer ha, och hur mycket den faktiskt producerar beror på solstrålningsintensiteten och vädret där panelerna befinner sig.

### 5.1 Framtida undersökningsområden

Denna rapport har försökt svara på flera frågor, men under skrivandets gång har också nya frågor blossats upp. Nedan följer några områden som författarna inte har kunnat svara på:

- Hur kan man öka belastningen på transformatorer under nätterna?
- Finns det någon brytpunkt där GENAB hellre kopplar på en ny last på befintlig nätstation, än att bygga en ny station?
- Kan man med aktiv temperaturmätning underlätta för driftunderhåll?
- Hur påverkas kablarna av den ökade lasten?
- Vad är det optimala sättet att installera solceller på ett nätstationstak? Producerar anläggningen en tillräcklig effekt i verkligheten för att driva en ventilation?

# Litteratur

- (1) Alexander Bartiniki, I. f. E. o. M., *Elteknik*; Chalmers Tekniska Högskola: 2016.
- (2) Fogelberg, T. Ekodesign och Nya Standarder För Transformatorer <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/22248/ekodesign-och-nya-standarder-for-transformatorer-energiforskrapport-2017-345.pdf> (hämtad 2022-03-02).
- (3) Chen, W.-K., *The Electrical Engineering Handbook*; Elsevier Science & Technology: 2004.
- (4) Anna Franzén, S. K. Failure Modes and Effects Analysis of Transformers <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.539.5822&rep=rep1&type=pdf> (hämtad 2022-03-23).
- (5) Buchholz, M. METHOD AND MEANS FOR PROTECTING LIQUID-INSULATED ELECTRIC APPARATUS <https://patentimages.storage.googleapis.com/04/df/3f/8dd3619fd8eefe/US1642397.pdf> (hämtad 2022-03-23).
- (6) Group, K. W. Sudden Pressure Protection for Transformers [https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/K6\\_SPR\\_Final.pdf](https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/K6_SPR_Final.pdf) (hämtad 2022-03-23).
- (7) Ulf Moberg Thomas Fogelberg, N. S. Krafttransformatorer och shuntreaktorer - Förslag på förlustvärdering för Svenska kraftnät <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/forslag-pa-forlustvardering-tf-ns-2019-09-09.pdf> (hämtad 2022-03-29).
- (8) IEC 60076-2:2011 Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers.
- (9) Santisteban, A.; Delgado, F.; Ortiz, A.; Fernández, I.; Renedo, C.; Ortiz, F. Numerical analysis of the hot-spot temperature of a power transformer with alternative dielectric liquids.
- (10) IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.
- (11) Saha, T. K.; Purkait, P. i *Transformer Ageing: Monitoring and Estimation Techniques*, 2017, s. 1–33.
- (12) Tripathi Padmanaban, S., *Green Energy - Solar Energy, Photovoltaics, and Smart Cities*; John Wiley & Sons: 2021.
- (13) *Solceller - Råd och regler för elinstallationen Handbok 457*; SEK: 2019.
- (14) Taheri, A.; Abdali, A.; Rabiee, A. *IET Generation Transmission Distribution* **2020**, *14*, 5792–5803.
- (15) IEC 60076-7 - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.

# A

## DOVA Datablad

### Tilluftsaggregat DOVA



Tekniska specifikationer	Dova 3	Dova 6	Dova 8	Dova 10
Bredd mm	350	650	950	650
Höjd mm	1600	1600	1600	1600
Djup mm	370	370	370	370
Vikt kg	34	52	70	55
Effekt W	190	350	520	715
Elanslutning	230 v 1-fas 10a	230 v 1-fas 10 a	230 v 1-fas 10 a	230 v 1-fas 10 a
Material	Aluzinkplåt t=1, 1,5 mm	Aluzinkplåt t=1, 1,5 mm	Aluzinkplåt t=1, 1,5 mm	Aluzinkplåt t=1, 1,5 mm
Filter	Påsfilter ¼ modul F5, F7	Påsfilter ½ modul F5, F7	Påsfilter ½ och ¼ modul F5, F7	Påsfilter ½ modul F5, F7
Luftflöde m3/h	900	1800	2500	3200

#### Beskrivning

Elektroprimat ventilationsaggregat blåser in filtrerad sval luft lågt ner i rummet och den varma luften förs ut högt upp. Aggregaten samverkar på så sätt med den naturliga uppströmmen av varm luft i drifrummen. Dova transporterar bort mellan 3 och 11 kW från rummet (vid  $\Delta t=10$  K mellan ute- och innetemperatur).

Aggregaten är utrustade med EC-fläktar och temperaturregulator som styr fläkthastigheten efter rumstemperaturen.

Dova-aggregaten monteras på dörr eller vägg i drift-rummet. Sker monteringen direkt på insidan dörren kan filterbyte ske utan att gå in i drifrummet.

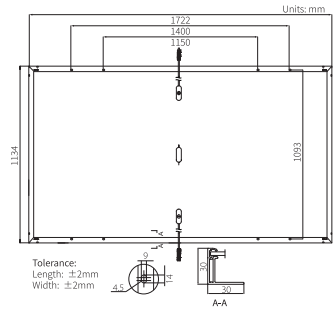
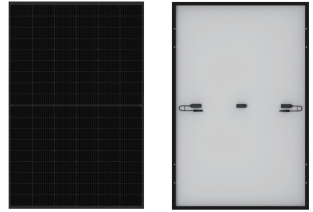
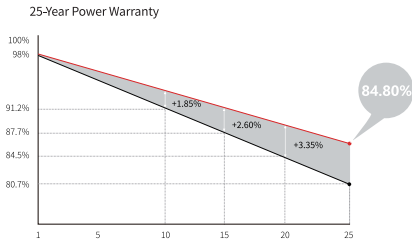
# B

## LONGI Datablad

Hi-MO 5m LR5-54HPB 390~410M

<b>21.0%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~3%</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;2%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.55%</b> YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	<b>HALF-CELL</b> Lower operating temperature
--	-----------------------------------	--	--	---

### Additional Value



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , 1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	21.5kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs per 40' HC

### Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s		Test uncertainty for P <sub>max</sub> : ±3%		LR5-54HPB-390M		LR5-54HPB-395M		LR5-54HPB-400M		LR5-54HPB-405M		LR5-54HPB-410M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	390	291.5	395	295.2	400	299.0	405	302.7	410	306.5						
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	36.40	34.23	36.65	34.46	36.90	34.70	37.15	34.93	37.40	35.17						
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	13.59	10.99	13.66	11.04	13.72	11.09	13.78	11.14	13.84	11.19						
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	30.45	28.29	30.70	28.52	30.94	28.74	31.18	28.96	31.42	29.19						
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	12.81	10.31	12.87	10.35	12.93	10.40	12.99	10.45	13.05	10.50						
Module Efficiency(%)	20.0		20.2		20.5		20.7		21.0							

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V <sub>oc</sub> and I <sub>sc</sub> Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1000V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.340%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And  
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.  
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet  
are subject to change without notice.  
LONGI reserves the right of final  
interpretation. (20220215DraftV03)

# C

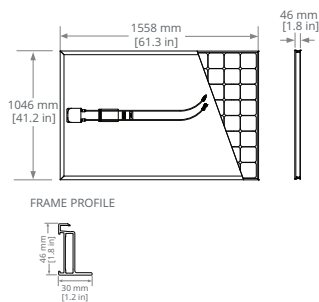
## Sunpower Datablad

### X-Series: X22-370 SunPower® Residential DC Panel

Electrical Data	
	SPR-X22-370
Nominal Power (P <sub>nom</sub> ) <sup>7</sup>	370 W
Power Tolerance	+5/0%
Panel Efficiency	22.7%
Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )	59.1 V
Rated Current (I <sub>mpp</sub> )	6.26 A
Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	69.5 V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	6.66 A
Max. System Voltage	1000 V UL & 1000 V IEC
Maximum Series Fuse	15 A
Power Temp Coef.	-0.29% / °C
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, TE (PV45)
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Test Load <sup>9</sup>	Wind: 154 psf, 7400 Pa, 754 kg/m <sup>2</sup> back Snow: 208 psf, 10000 Pa, 1019 kg/m <sup>2</sup> front
Design Load	Wind: 62 psf, 3000 Pa, 305 kg/m <sup>2</sup> back Snow: 125 psf, 6000 Pa, 611 kg/m <sup>2</sup> front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)

Tests And Certifications	
Standard Tests <sup>8</sup>	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, Recycle Scheme, REACH SVHC-163
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Bronze. "Declare." listed.
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	MIL-STD-810G
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000 V: IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	UL, TUV, MCS, FSEC, CEC



(A) Cable Length: 1000 mm +/-10 mm

1 SunPower 360 W compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (260 W, 16% efficient, approx. 1.6 m<sup>2</sup>), 4% more energy per watt (based on PV Syst pan files), 0.75%/yr slower degradation (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013).  
 2 Based on search of datasheet values from websites of top 10 manufacturers per IHS, as of May 2019.  
 3 Jordan, et. al. Robust PV Degradation Methodology and Application. PVSC 2018.  
 4 SunPower is rated #1 on Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.  
 5 Cradle to Cradle Certified is a multi-attribute certification program that assesses products and materials for safety to human and environmental health, design for future use cycles, and sustainable manufacturing.  
 6 X-Series and E-Series panels additionally contribute to LEED Materials and Resources credit categories.  
 7 Standard Test Conditions (1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SQMS current, LACCS FF and Voltage.  
 8 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.  
 9 Please read the safety and installation guide for more information regarding load ratings and mounting configurations.

See [www.sunpower.com/company](http://www.sunpower.com/company) for more reference information. For more details, see extended datasheet: [www.sunpower.com/solar-resources](http://www.sunpower.com/solar-resources). Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

©2020 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON and InvisiMount are registered trademarks in the EU, the US and other countries as well. Cradle to Cradle Certified™ is a certification mark licensed by the Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

1-800-SUNPOWER

SUNPOWER®



527787 Rev C / LTR\_US  
Publication Date: June 2020

[sunpower.com](http://sunpower.com)

# D

## Matlab Kod

```
1 close all
2 clear all
3 clc
4
5 Tomgang2015 = 0.95; %kW
6 BelastningForlust2015 = 11; %kW
7 alpha = (0.1:0.01:1); % Belastningsgrad 10%–100%
8 Tid = 0:1:8759; %Timmar pa ett ar
9 Skenbareffekt = 1250; %Skenbareffekt for transformator (kVA)
10 cosfi = 0.95; %cos fi i natet som GENAB raknar med.
11 Effekt = Skenbareffekt*cosfi; %Markeffekt pa transformator (
    kW)
12 Tomgang = 0.881; % Tomgangsspanning for transformatorn (kW)
13 BelastningForlust = 10.146; %Belastningsforlust for
    transformatorn (kW)
14
15 Trafodata = readmatrix ('Station3', 'Range', 'M2:M8761'); %
    Importera matdata fran transformator
16
17 Trafotillagg = readmatrix ('Station3kund', 'Range', 'B2:
    B8761'); %Importera matdata fran storsta kunden.
18
19 Trafodata = Trafodata.'; % Transponera
20
21 Trafotillagg = 4.*Trafotillagg.'; % Transponera
22
23 Storleksordning = sort(Trafodata, 'descend'); %Effekterna i
    storleksordning for varaktighetsdiagram.
24
25 Storleksordning2 = sort(Trafotillagg, 'descend'); %Effekterna
    i storleksordning for varaktighetsdiagram.
26
27 Medelvalues = mean(Trafodata); % Medelvarde av befintlig
    matdata
28
29 Medelvalues1 = mean(Trafodata+Trafotillagg); % Medelvarde av
```

```
    befintlig matdata plus 4 ggr effeltbehov for storsta
    kund.
30
31 LastfaktorMedel = Medelvalues/Effekt; % Medelbelastning for
    transformator 1 Jan 2021 – 31 Dec 2021
32
33 LastfaktorMedel1 = Medelvalues1/Effekt; % Medelbelastning
    for transformator 1 Jan 2021 – 31 Dec 2021
34
35 Lastfaktor = Trafodata./Effekt; % Belastningsfaktorn vid
    alla tidpunkter pa aret
36
37 VerkningsgradTrafoMedel = (LastfaktorMedel*Effekt)./(
    LastfaktorMedel^2*BelastningForlust+LastfaktorMedel*
    Effekt+Tomgang);
38
39 VerkningsgradTrafoMedel1 = (LastfaktorMedel1*Effekt)./(
    LastfaktorMedel1^2*BelastningForlust+LastfaktorMedel1*
    Effekt+Tomgang);
40 % Medel verkningsgraden for transformator 1 Jan 2021 – 31
    Dec 2021
41
42 VerkningsgradTrafo = (Lastfaktor.*Effekt)./(Lastfaktor.^2.*
    BelastningForlust+Lastfaktor.*Effekt+Tomgang);
43 VerkningsgradTrafoMedel3 = VerkningsgradTrafoMedel2/8760;
44 VerkningsgradTrafoMedel4 = mean(VerkningsgradTrafo);
45 % Verkningsgraden for transformator vid alla tidpunkter
    mellan 1 Jan 2021 – 31 Dec 2021
46
47 Belastningsgrad = Trafodata./Effekt; % Belastningsgrad med
    avseende pa markeffekt
48
49 VerkningsgradBelastning = (alpha.*Effekt)./(alpha.^2*
    BelastningForlust+alpha.*Effekt+Tomgang);
50
51 VerkningsgradBelastning2015 = (alpha.*Effekt)./(alpha.^2*
    BelastningForlust2015+alpha.*Effekt+Tomgang2015);
52 %Verkningsgrad plott for transformatorns verkningsgrad vid
    olika laster.
53
54 startDate = datenum('01-01-2021'); %Startdatum
55
56 endDate = datenum('12-31-2021');%Slutdatum
57
58 xData = linspace(startDate,endDate,8760); %Omvandling till
    manader
```

```
59
60 xticks([0 730 1460 2190 2920 3650 4380 5110 5840 6570 7300
        8030 8760]) %Omvandling till manader
61 xticklabels({'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'Maj', 'Jun', 'Jul', 'Aug',
              'Sep', 'Okt', 'Nov', 'Dec'}) %Omvandling till manader
62
63 kilowatt = trapz(Tid, Storleksordning); %Mangd kilowattimmar
        transformatorn overfor.
64
65 %%Plott av belastning%%
66 figure(1);
67 hold on;
68 title('Historisk matdata station 3 (1 Jan 2021 - 31 Dec
        2021)');
69 xlabel('Tid');
70 ylabel('Aktiv Effekt [kW]');
71 plot(xData, Trafodata);
72 xlim([738157 738521])
73 datetick('x', 'mmm', 'keeplimits')
74 hold off;
75
76 %%Plott av Verkningsgrad%%
77 figure(2);
78 hold on;
79 title('Verkningsgrad for station 3 (1 Jan 2021 - 31 Dec
        2021)');
80 xlabel('Tid');
81 ylabel('Verkningsgrad');
82 plot(xData, VerkningsgradTrafo);
83 xlim([738157 738521])
84 datetick('x', 'mmm', 'keeplimits')
85 hold off;
86
87 %%Plott av Belastningsgrad med avseende pa markeffekt%%
88
89 figure(3);
90 hold on;
91 title('Belastningsgrad for station 3 (1 Jan 2021 - 31 Dec
        2021)');
92 xlabel('Tid');
93 ylabel('Belastningsgrad');
94 plot(xData, Belastningsgrad);
95 xlim([738157 738521])
96 datetick('x', 'mmm', 'keeplimits')
97 hold off;
98
```

```
99 % Plott av verkningsgrads kurva
100
101 figure(4);
102 hold on;
103 title('Verkningsgrad for station 3');
104 xlabel('Lastfaktor');
105 ylabel('Verkningsgrad');
106 plot(alpha, VerkningsgradBelastning);
107 plot(alpha, VerkningsgradBelastning2015, 'm');
108 legend('Verkningsgrad station 3', 'Verkningsgrad Minikrav
109         2015');
109 hold off;
110
111 figure(5);
112 hold on;
113 title('Varaktighetsdiagram (1 Jan 2021 – 31 Dec 2021)');
114 xlabel('Tid');
115 ylabel('Aktiv Effekt [kW]');
116 plot(Tid, Storleksordning);
117 xlim([0 8760])
118 hold off;
119
120 figure(6);
121 hold on;
122 title('Varaktighetsdiagram 25% overlast (1 Jan 2021 – 31 Dec
123         2021)');
123 xlabel('Tid');
124 ylabel('Aktiv Effekt [kW]');
125 plot(Tid, Storleksordning + (Storleksordning2));
126 xlim([0 8760])
127 hold off;
```

**INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK**  
**CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA**  
Göteborg, Sverige  
[www.chalmers.se](http://www.chalmers.se)



**CHALMERS**