



CHALMERS



Systemanalys och utvärdering av nätnytta i Linde Energis elnät

Power system analysis and electrical grid contribution subsidy in Linde Energis electrical grid

Examensarbete för Elektroteknik 180HP

Filip Grandén
Olle Johansson

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2022
www.chalmers.se

EXAMENSARBETE 2022

Systemanalys och utvärdering av nätnytta i Linde Energis elnät

Power system analysis and electrical grid contribution subsidy in
Linde Energis electrical grid

Filip Grandén
Olle Johansson



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2022

Systemanalys och utvärdering av nätnytta i Linde Energis elnät
Power system analysis and electrical grid contribution subsidy in Linde Energis
electrical grid
Filip Grandén & Olle Johansson

© Filip Grandén, 2022.
© Olle Johansson, 2022.

Handledare: Joakim Johansson, Linde Energi
Handledare: Jörgen Olsson, Linde Energi

Handledare: Thomas Hammarström, Institutionen för elektroteknik
Examinator: Thomas Hammarström, Institutionen för elektroteknik

Examensarbete på grundnivå, 180 HP 2022
Institutionen för elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg, Sverige
Telefon: +46 31 772 1000

Titelsida: Pressbild Svenska kraftnät. Fotograf: Tomas Ärlemo [1].

Författad i L^AT_EX
Göteborg, Sverige 2022

Sammanfattning

Uppbyggnaden av dagens elnät står inför en stor förändring där lokal produktion blir allt vanligare vilket medför många möjligheter men också utmaningar att lösa. I detta projekt genomförs en systemanalys på en linje i Linde Energis 40 kV elnät för att kunna se hur en solpark med en maxeffekt på 20 MW kommer att påverka aktiva effektförluster, spänningsvariation samt överföringskapaciteten utmed linjen. Därefter redovisas hur en nätnyttotariff ska utformas för den aktuella nyetableringen baserad på den tidigare genomförda systemanalysen.

Resultaten från detta projekt är att solparken kommer att bidra med högre aktiva effektförluster som varierar kraftigt beroende på årstid och tid på dygnet. Då produktionsanläggningen i vissa tider producerar betydligt mer än lastens behov kommer detta också att bidra till ökade strömmar och större spänningsvariationer utmed linjen. Därefter utformades en nätnyttoersättningprofil där solparkens berättigade ersättning kommer att variera över året likt dess årliga produktionsprofil.

Nyckelord: Nätnytta, nätnyttoersättning, systemanalys, elnät, Linde Energi, solpark, parameterberäkning, effektförluster.

Abstract

The design of the electrical grid today is facing a big change. The implementation of more locally produced electricity brings a lot of possibilities, but also complications that need solutions. In this project a power system analysis of a transmission line in Linde Energis 40 kV grid is performed to study how a 20 MW solar farm will affect power losses, voltage variation and transmission capacity along the transmission line. Thereafter the grid subsidy will be decided for the solar farm based on the power system analysis.

The results of this project showed that the solar farm will contribute to higher power losses that vary highly based on the time of year and day. During certain times of the year the solar farm produces substantially more than that which is required of the load, this will affect the transmissionline by increasing the current and the voltage variation across it. A grid subsidy profile of the solar farm was produced, were the compensation will vary over the year much like the solar farms production profile.

Keywords: Grid subsidy, power system analysis, power grid, Linde Energi, solar power, grid calculation, power losses.

Författarnas tack

Vi vill börja med att tacka Linde Energi för möjligheten att skriva detta projekt oss dem. Det har varit givande och lärorikt att få lära sig mer om hur olika delar av elnätet kan vara uppbyggda, samt att få använda våra kunskaper i praktiken genom att få evaluera en riktig planerad produktionsanläggning.

Ett stort tack till våra två handledare på Linde Energi Joakim Johansson och Jörgen Olsson. Joakims hjälp med att få ihop detta projekt till vad det blivit och för stödet vi fått i vårt arbete, samt Jörgens expertis inom området som har möjliggjort de beräkningar som ligger till grund för projektets resultat

Till sist vill vi även tacka vår examinator och handledare på Chalmers Thomas Hammarström för att ha ställt upp för oss under arbetets gång och möjliggjort detta projekt.

Filip Grandén & Olle Johansson, Göteborg, Juni 2022

Förkortningar

Nedan återfinns de förkortningar som använts i rapporten listade i alfabetisk ordning:

AC	Alternating current, växelström
ACSR/FEAL	Aluminium-conductor steel-reinforced cable
DC	Direct current, likström
Ei	Energimarknadsinspektionen
FCR	Frequency containment reserve
GMD	Geometrisk medeldistans
GMR	Geometrisk medelradie
HSP	Högspänning
HVDC	High voltage direct current
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWh	Kilowatt-timma
LSP	Lågspänning
MW	Megawatt
SVK	Svenska kraftnät

Nomenklatur

Nedan nämns frekvent använda variabler från rapporten.

Variabler

C	Kapacitans
I	Ström
Im	Notering för imaginär del av ett komplext tal
j	Notering för imaginärdel
L	Induktans
P	Aktiv effekt
Q	Reaktiv effekt
R	Resistans
Re	Notering för reell del av ett komplext tal
S	Skenbar effekt
U	Spänning
V	Spänning
X	Reaktans
Z	Impedans

Innehåll

Förkortningar	x
Nomenklatur	xii
Figurer	xvi
Tabeller	xvii
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	1
1.3 Avgränsningar	1
1.4 Precisering av frågeställningarna	2
2 Teori	3
2.1 Cirkelns area	3
2.2 Ohms lag	3
2.3 Resistans	3
2.4 Kirchhoffs lagar	4
2.4.1 Spänningslagen	4
2.4.2 Strömlagen	4
2.5 Induktans	4
2.6 Kapacitans	4
2.7 Reaktans	5
2.8 Effekt	6
2.8.1 Effektpåverkan av anslutna solcellsanläggningar	7
2.9 Det svenska elnätets uppbyggnad	7
2.9.1 Nättopologi	7
2.9.1.1 Transmissionsnätet	7
2.9.1.2 Regionnät	9
2.9.1.3 Distributionsnät	9
2.9.2 Olika uppbyggnader och kopplingar i distributionsnätet	9
2.9.2.1 Slingstruktur	10
2.9.2.2 Dubbelkabelstruktur	10
2.9.2.3 Radiell struktur	10
2.9.2.4 Skrivning av elnät	10
2.10 Förluster i elnätet	11

2.10.1	Spänningsfall	11
2.10.2	Aktiva effektförluster	12
2.10.3	Koronaförluster	13
2.11	Transmissionsledningars parametrar	13
2.11.1	Resistans	13
2.11.2	Induktans	14
2.11.3	Kapacitans	15
2.12	Modeller för förlustberäkningar	16
2.12.1	Korta transmissionsledningar	16
2.12.2	Medellånga transmissionsledningar	18
3	Nätnytta	19
3.1	Vad är nätnytta?	19
3.2	Vad påverkar nätnyttan?	19
3.3	Varför är nätnytta bra?	20
3.4	Nätnytta i Sverige	20
3.5	Beräkning av nätnytta	21
3.5.1	Metod 2020	21
3.5.1.1	Beräkning av komponent A	22
3.5.1.2	Beräkning av komponent B	22
3.5.1.3	Beräkning av komponent C	22
3.5.1.4	Sammanställning av nätnytttoersättning enligt metod 2020	23
4	Metod	24
4.1	Litteraturstudie	24
4.2	Systemanalys	24
4.3	Excel	25
5	Genomförande	26
5.1	Parameterberäkning för transmissionsledning ML325	26
5.1.1	Ledarradie	26
5.1.2	Beräkning av ledarnas induktans	27
5.1.2.1	Induktansberäkning för friledning, 177 mm^2	27
5.1.2.2	Induktansberäkning för friledning, 234 mm^2	28
5.1.2.3	Induktansberäkning för friledning, 157 mm^2	29
5.1.2.4	Induktans för PEX kabel förlagd i rör i mark, 150 mm^2	29
5.1.3	Beräkning av ledningarnas reaktans	30
5.1.3.1	Reaktans friledning, 177 mm^2	30
5.1.3.2	Reaktans friledning, 234 mm^2	30
5.1.3.3	Reaktans friledning, 157 mm^2	31
5.1.3.4	Reaktans kabel förlagd i rör i mark, 150 mm^2	31
5.1.4	Beräkning av ledningarnas resistans	31
5.1.4.1	Beräkning av resistans, 177 mm^2	31
5.1.4.2	Beräkning av resistans, 234 mm^2	32
5.1.4.3	Beräkning av resistans, 157 mm^2	32

5.1.4.4	Resistans markförlagd PEX kabel, 150 mm ²	32
5.1.5	Beräkning av ledningarnas impedans	33
5.1.5.1	Beräkning av impedans, 177 mm ²	33
5.1.5.2	Beräkning av impedans, 234 mm ²	33
5.1.5.3	Beräkning av impedans, 157 mm ²	33
5.1.5.4	Beräkning av impedans, 150 mm ²	34
5.1.5.5	Beräkning av total impedans	34
5.1.5.6	Beräkning av impedans för delsträckor	34
5.2	Databehandling och systemanalys av linje ML325	35
5.2.1	Systemanalys före anslutning av solpark	35
5.2.1.1	Beräkningar före anslutning av solpark	36
5.2.2	Systemanalys efter anslutning av solpark	37
5.2.2.1	Beräkningar efter anslutning av solpark	37
5.3	Beräkning av nätnytta	39
5.3.1	Metod 2020	40
5.3.2	Metod 2020 Excel	40
6	Resultat	42
6.1	Resultat från systemanalysen innan anslutning av solpark	42
6.2	Resultat från systemanalysen efter anslutning av solpark	45
6.2.1	Ingen solproduktion	45
6.2.2	BT32 till Solpark	47
6.2.3	Solpark till MS07	49
6.3	Aktiva effektförluster	51
6.4	Excel	54
6.4.1	Nätnyttoersättningsprofil 2021	54
7	Diskussion och slutsats	56
7.1	Hållbarhet och etiska ståndpunkter	56
7.2	Besvarande av frågeställningar och möjliga lösningar	56
A	Bilaga 1	I
B	Bilaga 2	II
C	Bilaga 3	III
D	Bilaga 4	VIII
E	Bilaga 5	XXIII
F	Bilaga 6	XXVIII
G	Bilaga 7	XXX

Figurer

2.1	Karta Transmissionsnätet. Pressbild Svenska kraftnät [8]	8
2.2	Skruvning av elnätet	11
2.3	Distanser för transmissionsledningar applicerade under kapitel 2.11	13
2.4	Modell över beräkningar för en kort transmissionsledning	17
2.5	Tvåportsnätverk	17
2.6	Modell över beräkningar för en mediumlång transmissionsledning, även kallat för en π -sektion	18
6.1	Ström över linjen	43
6.2	Spänningsvariation över linjen	44
6.3	Transmissionsvinkel	45
6.4	Ström över linjen	46
6.5	Spänningsvariation över linjen	46
6.6	Transmissionsvinkel	47
6.7	Ström mellan BT32 och solparken	48
6.8	Spänningsvariation vid solparken	48
6.9	Transmissionsvinkel vid solparken	49
6.10	Ström mellan solparken och MS07	50
6.11	Spänningsvariation vid MS07	50
6.12	Transmissionsvinkel vid MS07	51
6.13	Aktiva effektförluster över året innan anslutning av solpark	52
6.14	Aktiva effektförluster över året efter anslutning av solpark	53
6.15	Förtydligande av effektförlusterna över dygnet	54
6.16	Nätnyttosättningsprofil under kalenderåret 2021	55
F.1	Excelfil Primär / interface blad Metod2020 1	XXVIII
F.2	Excelfil Primär / interface blad Metod2020 2	XXVIII
F.3	Excelfil Sekundär/ Data blad Metod2020	XXIX
G.1	Enlinjeschema för systemet	XXX

Tabeller

2.1	Permittivitet ε [4]	5
3.1	Variabler och enheter för nätnyttöberäkning enligt metod 2020 [23]	22
5.1	Summerade längder per area för linje ML325	26
5.2	Simplifierad modell över timvärdesdatan i punkten BT32	35
5.3	Variabler och enheter för Primärblad Metod2020 Excel	40
5.4	Variabler och enheter för sekundärblad Metod 2020 Excel	41
A.1	Svenska Kraftnäts beräknade elförluster i stamnätet	I
B.1	Kabeldata för Nexans kabel Al/Cu 150 mm^2	II

1

Inledning

I detta kapitel behandlas examensarbetets utformning och vilket syfte studien har. Här preciseras de behandlade frågeställningarna som ställs samt en bakgrund till problemet.

1.1 Bakgrund

I dagens elnät blir det allt vanligare med lokalproduktion av elektricitet och som producent tilldelas en ersättning som kallas för nätnytta. Enligt EON är nätnytta en ersättning producenten erhåller för den nytta produktionen skapar till elnätet genom den överskottsenergi som tillförs till nätet [2]. Denna nätnytta kan till exempel vara att avlasta elnätet i form av lokalproduktion men också nätnytta i form av frekvensbaserade stödtjänster som *FCR-D ned* [3]. Nätnyttan betyder att elnätsägaren får minskade kostnader då förluster i elnätet minskar samt att import till det lokala nätet minskar på grund av den lokala elproduktionen. I Linde Energis fall ser man en ökning av lokala producenter samt större konsumenter och därav vill man se hur nätnyttan ska baseras utifrån deras nuvarande elnät.

1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att basera nätnyttans tariff med hänsyn till elnätets nuvarande utformning. Denna tariff ska baseras på hur stor nätnytta producenter tillför beroende på aspekter som geografisk placering i elnätet och hur detta påverkar det nuvarande elnätet i form av exempelvis förluster, spänningsvariationer och överföringskapacitet.

1.3 Avgränsningar

Först och främst kommer det att fokuseras på Linde Energis elnät. Då det finns många anläggningar och förutsättningar som påverkar nätnyttan i elnätet kommer det enbart att fokuseras på en nyetablering av en solcellsanläggning i en del av deras befintliga 40 kV nät. Då det finns information kring elnäten som är säkerhetsklassade kommer all information som presenteras inom examensarbetet begränsas till den som allmänheten får ta del av. I projektet finns det enbart tillgång till mätdata i en matningspunkt vilket betyder att denna mätdata får representera linjens last och

belastning. Ett antagande görs att spänningen i matningspunkten är konstant 44 kV med en referensvinkel på 0° .

1.4 Precisering av frågeställningarna

- Hur påverkas nätet av lokal produktion av elektrisk energi Linde Energis elnät i form av förluster, spänningsvariationer och överföringskapacitet?
- Hur ska nätnytto-tariffen utformas utifrån den faktiska nätnyttan en produktionsanläggning bidrar med tanke på sitt geografiska läge i Linde Energis elnät?
- Vilka aspekter bidrar mest till nätnytta i Linde Energis elnät och vilka alternativ är mest attraktiva i deras elnät idag och framöver?

2

Teori

I detta kapitel presenteras den teori som är väsentlig för projektets genomförande.

2.1 Cirkelns area

För beräkning av cirkelns area tillämpas ekvation 2.1. Ekvation 2.1 kan därmed också tillämpas för att räkna ut cirkelns radie utifrån dess area enligt ekvation 2.2.

$$A = \pi r^2 \quad (2.1)$$

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (2.2)$$

A = cirkelns area [m^2]

r = cirkelns radie [m]

2.2 Ohms lag

Ohms lag är inom ellära en fundamental lag som beskriver förhållandet mellan elektrisk spänning, ström och resistans [4]. Detta samband beskrivs i ekvation 2.3.

$$U = R \cdot I \quad (2.3)$$

U = Spänning [V]

R = Resistans [Ω]

I = Ström [A]

2.3 Resistans

Resistansen i en ledare är en funktion av olika parametrar och återfinns i ekvation 2.4. Parametrarna är ledarens längd ℓ , ledarens area A samt ledarmaterialets så kallade proportionalitetskonstant ρ vilket varierar mellan olika material [4].

$$R = \rho \frac{\ell}{A} \quad (2.4)$$

ρ = Materialets proportionalitetskonstant [$\Omega mm^2/m$]

ℓ = Ledningens längd [m]

A = Ledarens area [mm^2]

2.4 Kirchhoffs lagar

I detta avsnitt presenteras Kirchhoffs lagar som tillsammans med Ohms lag är de fundamentala lagarna inom kretslära. Kirchhoffs lagar består av Kirchhoffs spänningslag och strömlag. De kompletterar Ohms lag och medför att ekvationsystem kan ställas upp för beräkning av strömmar och spänningar inom kretsar [4].

2.4.1 Spänningslagen

Spänningslagen säger att summan av potentialändringarna inom en sluten krets är lika med noll. Detta grundas i fenomenet att energin är bevarad i det slutna systemet den elektriska kretsen består av. Detta fundamentala fenomen kallas för Kirchhoffs Voltage Law och förkortas ofta till KVL.

2.4.2 Strömlagen

Strömlagen säger att summan av strömmarna in i en förgreningspunkt är lika med summan av strömmarna som flyter utifrån punkten. Strömlagen heter Kirchhoffs Current Law och förkortas ofta till KCL.

2.5 Induktans

En grundläggande komponent i elektriska kretsar är spolen. Spolen bygger på att strömmar i en ledare avger ett magnetiskt fält och när denna ledare lindas ett antal varv runt en stomme går det att lagra energi i magnetfält. Storleken på det magnetiska flödet $\varphi(t)$ beror på antalet lindningsvarv, geometrin av spolen samt stommens magnetiska egenskaper. Därefter kan spolens ekvation modelleras enligt ekvation 2.5.

$$u(t) = L \cdot \frac{di}{dt} \tag{2.5}$$

L = induktans [H]

$u(t)$ = spänningen u i tiden t

$\frac{di}{dt}$ = derivatan av strömmen i i respekt mot tiden t .

2.6 Kapacitans

En grundläggande komponent i elektriska kretsar är kondensatorn. En kondensator är en energilagrande komponent som lagrar energi i form av elektriska fält med två ledande plattor och ett isolerande material emellan. Då en spänning ansluts

till en kondensator laddas de två plattorna upp med laddningen q respektivt $-q$ där laddningen q storlek beror på den anslutna spänningen u , plattornas area A , avståndet mellan plattorna d . Laddningen beror också på permittiviteten i vakuum ε_0 samt materialets relativa permittivitet ε_r vilket återfinns i tabell 2.1. Sambandet mellan spänning och laddning kallas för kapacitans och erhåller variabeln C med enheten Farad [F]. Uttrycket för kapacitans ses i ekvation 2.6

Tabell 2.1: Permittivitet ε [4]

Permittivitet ε	
Material	Permittivitet ε
Vakuüm (ε_0)	$8,854 \cdot 10^{-12} F/m$
Luft (ε_r)	1,00059
Glas (ε_r)	6 – 8
Papper (ε_r)	1 – 4
Polypropylen (ε_r)	2,1

$$q = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \frac{A}{d} \cdot u = C \cdot u \quad (2.6)$$

C = kapacitans [F]

u = spänning [V]

ε_0 = permittivitet i vakuum [F/m]

ε_r = materialets relativa permittivitet [enhetslös]

q = laddning [C]

A = area [m^2]

d = distans mellan plattorna [m]

Vid en variabel spänning i tid $u(t)$ kommer laddningen av kondensatorns plattor att variera i tid vilket går att modellera enligt ekvation 2.7.

$$i(t) = C \cdot \frac{du}{dt} \quad (2.7)$$

C = kapacitans [F]

$i(t)$ = strömmen i i tiden t

$\frac{du}{dt}$ = derivatan av spänningen u i respekt mot tiden t .

2.7 Reaktans

Reaktans är definierat som motståndet till flödet av ström i en elektrisk krets komponent på grund av komponentens induktans och kapacitans. Om reaktansen i en krets ökar kommer det medföra en lägre ström för samma matningsspänning. Reaktansen liknar resistansen dock finns det några skillnader. När en växelström passerar genom en elektrisk krets så lagras energin i komponenter med reaktans. Energin frigörs genom antingen ett magnetiskt eller elektriskt fält. Reaktansen anses induktiv om den ger upphov till ett magnetiskt fält och kapacitiv om den ger upphov till ett

elektriskt fält. Reaktansen är frekvensberoende som kan ses genom ekvation 2.9 och 2.10. Den totala reaktansen av en komponent är enligt ekvation 2.8 summan av den induktiva och kapacitiva reaktansen i komponenten [5].

$$X = X_L + X_C \quad (2.8)$$

$$X_L = 2\pi fL \quad (2.9)$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad (2.10)$$

2.8 Effekt

I detta avsnitt presenteras begreppet effekt samt vilka olika typer av effekt som förekommer i elkraftssammanhang.

Ett elkraftssystem består av två fundamentala komponenter där den första är spänning och den andra är ström. I ett elkraftssystem är dessa resresenterade av sinussignaler där produkten av spänningen och strömmen i samma tidpunkt i ett enfassystem är det som benämns aktiv effekt, återfinns i ekvation 2.13. Spänningens ekvation i tid ses i ekvation 2.11 och strömmens ekvation i tid syns i ekvation 2.12 [6].

$$v(t) = V_m \cos(\omega t + \theta_v) \quad (2.11)$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t + \theta_i) \quad (2.12)$$

$$P(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (2.13)$$

Då både ström och spänning är av sinusform betyder detta att den genomsnittliga effekten som levereras till lasten är produkten av rms-värdet på spänningen och strömmen samt cosinus av vinkeln dem emellan, även kallad effektfaktorn. Detta betyder att den aktiva effekten som absorberas av den resistiva komponenten i kretsen kan modelleras enligt ekvation 2.14 med enheten Watt [W] [6].

$$P = |V||I|\cos\varphi \quad (2.14)$$

Den andra komponenten relaterad till effekt är den så kallade reaktiva effekten. Den reaktiva effekten är effekten som oscillerar fram och tillbaka från lasten på grund av sina antingen induktiva eller kapacitiva egenskaper. I enlighet med detta kan den reaktiva effekten modelleras enligt ekvation 2.15 med enheten Volt-Ampere-reaktiv [VAr] [6].

$$Q = |V||I|\sin\varphi \quad (2.15)$$

Den aktiva- och reaktiva effekten kan nu modelleras med en rätvinklig triangel i det imaginära planet på grund av dess sinus- och cosinuskomponenter. Då den aktiva

effekten är rent resistiv återfinns den på den reella X-axeln. Den reaktiva effekten modelleras rent imaginär och återfinns där av på den imaginära Y-axeln. Då dessa effekter summeras i enlighet med ekvation 2.16 fås den så kallade skenbara effekten med enheten Volt-Ampere [VA] [6].

$$S = P + jQ = VI^* \quad (2.16)$$

När det kommer till trefassystem så är den stora skillnaden att den aktiva effekten blir konstant istället för pulserande som i ett enfasigt system då på grund av den ensamma sinusvågen. Detta påverkar hur de tre olika typerna av effekt ska beräknas i ett trefassystem. Aktiv effekt ska beräknas enligt ekvation 2.17 med enheten Watt [W] [5].

$$P_{3-fas} = \sqrt{3}U_n I \cos(\varphi) \quad (2.17)$$

Detta medför att den reaktiva trefaseffekten modelleras enligt ekvation 2.18 med enheten Volt-Ampere-reaktiv [VAr] [5].

$$Q_{3-fas} = \sqrt{3}U_n I \sin(\varphi) \quad (2.18)$$

Därefter kan sambandet mellan aktiv- och reaktiv effekt, även kallat skenbar effekt modelleras enligt ekvation 2.19 med enheten Volt-Ampere [VA] [5].

$$S_{3-fas} = P_{3-fas} + jQ_{3-fas} = 3U_f I^* \quad (2.19)$$

2.8.1 Effektpåverkan av anslutna solcellsanläggningar

Vid produktion i en solcellsanläggning produceras den elektriska energin i DC. För att produktionen ska kunna kopplas upp mot elnätet måste den elektriska energin omvandlas från DC till AC med hjälp av en omriktare. Dessa omriktare är i de flesta fall konfigurerade att enbart producera aktiv effekt vilket kommer att påverka effektfaktorn i elnätet. Då det kan komma att skickas in mindre aktiv effekt i nätet samtidigt som att den reaktiva effekten förblir oförändrad kommer därav effektfaktor att minska [7].

2.9 Det svenska elnätets uppbyggnad

2.9.1 Nättopologi

Det svenska elnätet består av många olika delar och kan delas in i tre huvudsakliga kategorier med olika uppgifter. Dessa kategorier är transmissionsnät, regionnät och slutligen distributionsnät.

2.9.1.1 Transmissionsnätet

Transmissionsnätets uppgift i Sverige är i huvudsak att transportera elektrisk energi över långa sträckor från producent till konsument, en illustration finns i figur 2.1.



Figur 2.1: Karta Transmissionsnätet. Pressbild Svenska kraftnät [8]

Det svenska transmissionsnätet ägs och förvaltas av ett statligt affärsverk vid namn Svenska Kraftnät, ofta förkortat SVK. I Sverige stod vattenkraften för 45 % av den svenska elproduktionen under år 2020 vilket gör det till en viktig grundpelare i det svenska elnätet [9]. Dilemmat är att platserna som lämpas och utnyttjas till vattenkraft i större skala är främst lokaliserade i de norra delarna av Sverige medans den främsta konsumtionen av elektrisk energi finns i den mer tätbefolkade södra delen av Sverige [5]. Detta betyder att elektricitet måste transporteras längre sträckor för att hela landet ska ha tillgång till elektricitet och just det är transmissionsnätets uppgift. För att kunna överföra elektrisk energi över SVK's cirka 17 000 km kraftledningar behövs en hög spänning för att minska de elektriska förlusterna under transportens

gång. En typisk spänning på kraftledningar SVK driver är 400 kV men även 220 kV förekommer på vissa sträckningar. Transmissionsnätet är uppdelat i fyra olika zoner kallade SE1, SE2, SE3 samt SE4 där elpriserna i varje område styrs utifrån tillgång och efterfrågan men också av den överföringskapacitet som finns områdena sinsemellan. Transmissionsnätet kopplar vanligtvis samman större kraftverk med de olika regionnäten runt om i Sverige men även andra länder med de internationella överföringspunkterna som finns. Internationella förbindelser finns med ett flertal länder där två olika typer av förbindelser används. Till en förbindelsepunkt i det nordiska synkronområdet där frekvensen är synkroniserad går det att använda sig av växelströmsförbindelser. Vid en förbindelse utanför det nordiska synkronområdet eller vid långa distanser används en likströmsförbindelse som ofta benämns HVDC (High Voltage Direct Current). Vid en likströmsförbindelse omvandlas växelström till likström i punkt A för att sedan omvandlas tillbaka till växelström igen i punkt B där växelströmmen då är synkroniserad med synkronområde B [10].

2.9.1.2 Regionnät

Steget under transmissionsnätet i den svenska elnätstopologin är regionnätet. Regionnätet omfattar traditionellt sett kortare avstånd samt en lägre effektöverföring jämfört med transmissionsnätet vilket medför att lägre spänningar kan användas. Den normalt använda spänningen inom regionnäten är 130 kV men på platser med lägre effektöverföring kan lägre spänningar så som 70 kV samt 50 kV förekomma [5]. Till regionnätet kan större brukare ansluta sig samt väljer ofta medelstora producenter att ansluta sig till regionnätet. I Sverige drivs och förvaltas regionnäten av större elnätsföretag [10].

2.9.1.3 Distributionsnät

Det sista steget i den svenska elnätstopologin är distributionsnätet. Distributionsnätet är ofta det sista steget i överföringen av elektrisk energi till konsumenter som hushåll och företag. Även småskalig produktion kan vara ansluten till distributionsnätet. I detta fall avser småskalig produktion exempelvis ett hushåll som säljer överskottet från sin produktion ,exempelvis en solcellsanläggning på taket. Spänningsnivåerna inom distributionsnätet är 40 kV eller lägre [10]. Typiska spänningsnivåer för distribution inom distributionsnät är 10 kV eller 20 kV vilket är för högt för slutkonsumenten. Detta innebär att spänningen transformeras ner till 400 V den sista sträckan [5].

2.9.2 Olika uppbyggnader och kopplingar i distributionsnätet

I det svenska distributionsnätet finns det tre olika sätt elnätet oftast kopplas enligt. De olika sätten blandas ofta inom samma nät utefter redundansbehovet hos kunderna. Redundans innebär att vid brott på en ledning så kan ett område matas från ett annat håll. De tre olika kopplingsätten är dubbelkabelstruktur, slingstruktur samt radiell struktur.

2.9.2.1 Slingstruktur

Det vanligaste matningsättet som finns inom elnätet är slingstrukturer. Slingstrukturer är en bra metod för matning av ett elnät på grund av att man garanterar att varje nätstation har matning från två håll. Detta kan antingen vara från samma centrala matningspunkt eller en annan matningspunkt. Detta medför att ett avbrott på ena linjen innebär att nätstationen fortfarande kan hållas i bruk. När matning sker från två separata matningspunkter så kan detta även kallas strängnät [11].

2.9.2.2 Dubbelkabelstruktur

Dubbelkabelstruktur är ett matningsätt som vanligtvis används i större städer. Den karakteriseras av att den har hög tillförlitlighet. Matning till nätstationerna sker av två parallella kabelslingor. Dock är det bara en av kabelslingorna som används, man säger därför att denna struktur drivs radiellt. Anledningen till att ha två parallella kabelslingor är därför att när ett fel uppstår på någon av de matande kablarna så kopplas slingan bort automatiskt genom ett omkopplingsystem. Därefter kan man leda strömmen genom de friska kablarna. Nätstationerna kännetecknas av att de är utrustade med två samlingsskenor för båda kabelslingorna samt dubbla transformatorer [11].

2.9.2.3 Radiell struktur

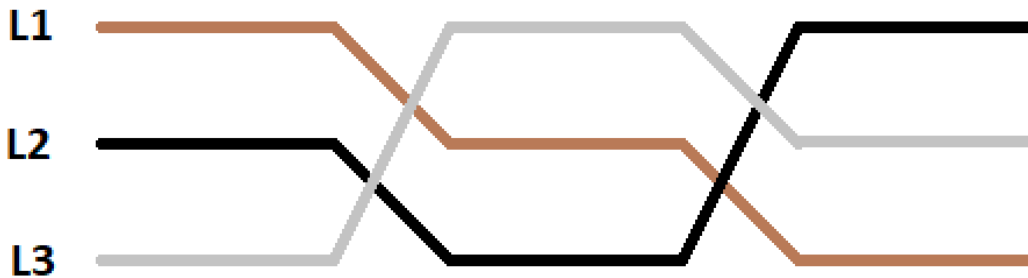
Radiella strukturer kännetecknas av att de är matade från enbart en punkt. Detta innebär att denna struktur saknar redundans. Ett brott i en radiell struktur innebär att en större felsökning av systemet behöver genomföras för att hitta problemet och åtgärda det innan strömmen kan slås på i området igen. Detta medför långa avbrottstider medan i en slingstruktur behövs endast felet hittas och sedan kan nätet kopplas om. Skillnad i avbrottstid mellan dessa strukturer kan vara uppemot 10 timmar längre för radiella strukturer. Dubbelkabelstrukturer är bäst när det gäller detta då ett fel på ena slinga kan kopplas om på mindre än en minut för att säkerställa strömmen i området [11].

2.9.2.4 Skruvning av elnät

I ledningarna i elnätet så induceras ett magnetfält på grund av den ström som flyter genom ledningen. Detta inducerade magnetfält som skapas i ledningar ger upphov till spänningsfall i elnätet på grund av dess påverkan på ledningen. Ett sätt att reducera dessa spänningsfall är genom att skruva elnätet. Skruvning innebär att på en given sträcka byts ordningen i placering av fasledarna efter varje tredjedels delsträcka enligt 2.2 [12]. Flytten av faserna på detta sätt medför att man får ett balanserat system där påverkan av magnetfälten på ledningarna kan reduceras. Detta underlättar i analysen av elnätet genom att man får ett balanserat system. Det medför att i induktansberäkningarna per fas så kan man beräkna dessa genom 2.20. Laddningarna i det balanserade systemet är även lika med noll enligt 2.21 vilket gör kapacitansberäkningar per fas lättare också [6].

$$L = \frac{L_1 + L_2 + L_3}{3} \quad (2.20)$$

$$q_{L1} + q_{L2} + q_{L3} = 0 \quad (2.21)$$



Figur 2.2: Skruvning av elnätet

2.10 Förluster i elnätet

I detta avsnitt presenteras de främsta förlusterna som förekommer i elnätet.

2.10.1 Spänningsfall

Spänningsfall är ett välkänt problem i alla elektriska kretsar. Spänningsfall är i enkel mening för transmissionsledningar skillnaden mellan matningsspänningen av ledningen och den uppmätta spänning i en specifik punkt, detta beräknas när det gäller transmissionsledningar till en procentsats. Spänningsfall i transmissionsledningar utgår från Ohms lag som säger att spänningsfallet är lika med produkten av strömstyrkan I som mäts i ampere och impedansen av ledningen kallad Z som mäts i Ω . Detta betyder att spänningsfallet i en lång ledning är beroende av hur mycket ström det går i ledningen samt vilken impedans ledningen har. Impedansen av en ledning är beroende av längden på ledningen, dess resistans R samt reaktans X [13]. Spänningsfallet kan därav modelleras enligt ekvation 2.22, 2.23 och 2.24.

$$U = Z \cdot I \quad (2.22)$$

U = spänning [V]

Z = impedans [Ω]

I = ström [A]

$$U_d = \sqrt{3} \cdot I \cdot \ell \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (2.23)$$

U_d = spänningsfall [V]

ℓ = ledningens längd [m]

I = ström genom ledning [A]

$$U_d\% = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot \ell \cdot (R \cos\varphi + X \sin\varphi)}{U_n} \right) * 100 \quad (2.24)$$

$U_d\%$ = spänningsfall i procent

U_n = matningsspänningen för ledningen [V]

Spänningsfall är en ren förlust därför vill detta hållas så lågt som möjligt i överföringen av el över längre sträckor. För att minska spänningsfallet så kan antingen ledningens resistans eller strömmen som flyter genom ledningen minskas. Att minska strömmen genom en ledning är oftast inte praktiskt möjligt då strömmen utgår från ett effektbehov som ledningen ska förse. Dock ska det poängteras att högre spänningsnivåer medför en lägre ström i enlighet med Ohms lag 2.3. Vilket är anledningen till att transport av el över längre sträckor i exempelvis transmissionsnätet transporteras vid 400 kV för att minimera spänningsfallet. I de regionala näten och distributionsnäten är dock spänningen mycket lägre. Därför är lösningen att minska ledningarnas resistans och detta kan göras genom att antingen minska ledningens längd eller öka ledarens tvärsnittsarea. Därav är det viktigt vid dimensionering av elnät att beroende på spänningsnivån anpassa ledarens area utefter på linjens längd för att uppnå ett rimligt spänningsfall [5].

2.10.2 Aktiva effektförluster

Aktiva effektförluster är en annan stor del av förlusterna i elnätet. Dessa förluster är kopplade till spänningsfallet som kan ses i ledningarna, dock är konsekvensen av dessa förluster värmeutveckling. När elektroner färdas genom ledningar så krockar de samman och producerar värme. Den förlorade effekten kan beräknas genom formeln 2.25

$$P_f = 3 * R * I^2 \quad (2.25)$$

P_f = aktiv effektförlust [W]

R = resistans i ledningen [Ω]

I = ström i ledningen [A]

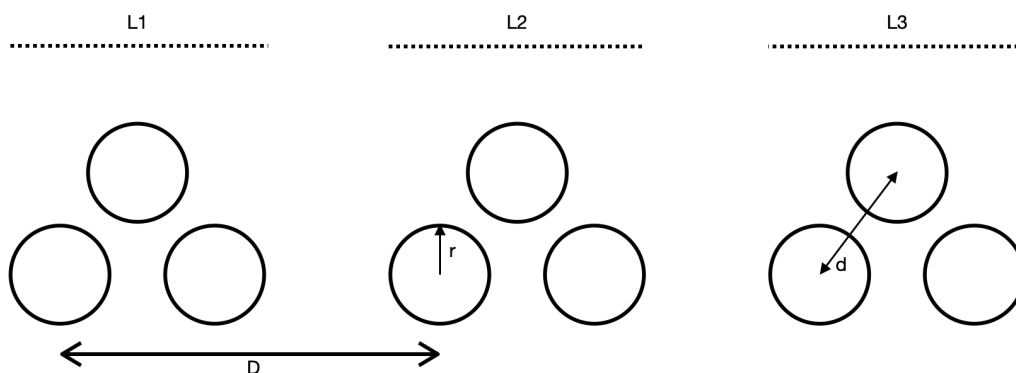
För att minska dessa förluster används samma tanke sätt som med spänningsfallet. Det går antingen minska strömmen vilket oftast inte är praktiskt möjligt eller så går det att öka arean av kabeln för att minska dess resistans. Detta är möjligt på grund av ekvation 2.4. I ekvationen går det dessutom se att ledningens längd också spelar roll i hur stora förlusterna blir. Det är även så att ledningens resistivitet ρ påverkar förlusterna. Ledningens resistivitet påverkas av vilket material ledningen är konstruerad av samt vilken temperatur materialet har. Resistiviteten ökar i varmare material, därför kommer förlusterna vara högre om det är en riktigt varm dag jämfört om det är minusgrader [14].

2.10.3 Koronaförluster

Koronaförluster är ytterligare en förlust som kan ske i ledningar. Koronaeffekten är ett fenomen som uppstår vid jonisering av luften runt ledningar. Denna förlust medför att ström kan leda i luften runt ledningar och därför blir det en förlust. Koronaeffekten kan leda till att sprakande ljud hörs från ledningar, ett sken runt ledningar som kan variera i färg samt lukten av växthusgasen ozon som skapas på grund av nedbrytning av syremolekyler som sker vid jonisering av luften. Koronaeffekten sker när fas till fas spänningen blir tillräckligt hög, men effekten är också väldigt beroende av omgivningstemperatur och väder [15].

2.11 Transmissionsledningars parametrar

En transmissionsledning ses ofta som den sträckning i ett elsystem där den elektriska energin transporteras från punkt A till punkt B. En sak att beakta när ett elsystem ska analyseras är de parametrar som själva transmissionsledningarna bidrar med. Dessa transmissionsledningar kan modelleras med tre grundläggande passiva komponenter. Dessa komponenter är resistans, induktans samt kapacitans vilket medför att dessa parametrar ska beräknas fram. I detta avsnitt kommer främst tre olika distanser att behandlas vilket är r ledarens radie, D distans mellan ledare för olika faser samt d distansen mellan parallella fasledare för samma fas. En illustration på dessa distanser återfinns i figur 2.3.



Figur 2.3: Distanser för transmissionsledningar applicerade under kapitel 2.11

2.11.1 Resistans

Den första parametern att beakta är ledningens resistans. Ledningens resistans R , ska beräknas enligt ekvation 2.4. Vanligtvis anges ledningens längd ℓ i km samt materialets proportionalitetskonstant ρ med enheten $\Omega\text{mm}^2/\text{km}$ vilket ger samma resultat som om båda variablerna skulle varit skalade i meter. Värt att anmärka är att detta är resistansen för likström där resistansen i växelström ofta är några få

procentenheter högre på grund av den så kallade skinneffekten, cirka 2% högre vid 60 Hz. [6]

2.11.2 Induktans

Nästa parameter att beakta är ledningens induktans. I ett trefas-system med ett symmetriskt avstånd mellan de tre ledarna bestäms induktansen L enligt ekvation 2.26 med enheten mH/km.

$$L = 0.2 \ln \frac{D}{D_s} \quad (2.26)$$

L = ledningens induktans [mH/km]

D = avstånd mellan ledare [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

Den geometriska medelradien även känt som GMR, bestäms enligt ekvation 2.27

$$D_s = r \cdot e^{-1/4} = r \cdot 0,7788 \quad (2.27)$$

D_s = geometriska medelradien [m]

r = ledarens radie [m]

För ett trefas-system med asymmetrisk placering mellan fasledare ska induktansen istället beräknas enligt ekvation 2.28 där detta beaktas.

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{D_s} \quad (2.28)$$

L = ledningens induktans [mH/km]

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

För att kunna evaluera induktansen vid asymmetrisk placering av fasledare bestäms GMD enligt ekvation 2.29.

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} \quad (2.29)$$

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_{xy} = distans från ledare x till ledare y

När det gäller transmissionsledningar, speciellt över 230 kV, är det vanligt att använda sig av parallella ledare för samma fas. Anledningen till att detta används är för att det ökar den effektiva radien för ledaren samtidigt som det minskar det elektriska fältets styrka. Detta i sin tur minskar ljudnivån, störningar av radiovågor, samt att det minskar förluster på grund av koronaurldning. För att beakta flera parallella ledare ska induktansen beräknas enligt ekvation 2.30 [6].

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{D_s^b} \quad (2.30)$$

L = ledningens induktans [mH/km]

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_s^b = geometriska medelradien vid parallella ledare [m]

För att beräkna den geometriska medelradien vid parallella fasledare ska följande beaktas. Vid två parallella fasledare beräknas D_s^b enligt ekvation 2.31. Vid tre parallella fasledare beräknas D_s^b enligt ekvation 2.32. Vid fyra parallella fasledare beräknas D_s^b enligt ekvation 2.33.

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s \cdot d)^2} = \sqrt{D_s \cdot d} \quad (2.31)$$

$$D_s^b = \sqrt[9]{(D_s \cdot d \cdot d)^3} = \sqrt[3]{D_s \cdot d^2} \quad (2.32)$$

$$D_s^b = \sqrt[16]{(D_s \cdot d \cdot d \cdot d \cdot 20.5)^4} = 1.09 \cdot \sqrt[4]{D_s \cdot d^3} \quad (2.33)$$

D_s^b = geometrisk medelradie med parallella ledare [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

d = distans mellan parallella ledare [m]

2.11.3 Kapacitans

Då det finns en potentialskillnad mellan ledarna i ett transmissionsledningssystem kommer detta ge upphov till en kapacitans mellan ledningarna. Denna kapacitans beror på faktorer så som ledarnas area, distans mellan ledare samt höjden över marken dessa ledare är placerade på. Beräkningarna av kapacitansen i en transmissionsledning grundas i uttrycket i ekvation 2.6 där summan av laddningarna i ett balanserat trefas-system är noll enligt ekvation 2.34. [6]

$$q_{L1} + q_{L2} + q_{L3} = 0 \quad (2.34)$$

Beräkning av kapacitansen per fas till neutral utan parallella ledare ska utföras i enlighet med ekvation 2.35.

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{GMD}{r}} \quad (2.35)$$

C = ledningens kapacitans [µF/km]

GMD = Geometrisk medeldistans [m]

r = ledarens radie [m]

För trefas-system med parallella fasledare ska istället beräkningar utföras enligt ekvation 2.36.

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{GMD}{r^b}} \quad (2.36)$$

C = ledningens kapacitans [µF/km]

GMD = Geometrisk medeldistans [m]

r^b = ekvivalent ledarearea [m]

r^b för två parallella fasledare bestäms enligt ekvation 2.37. r^b för tre parallella fasledare bestäms enligt ekvation 2.38. r^b för fyra parallella fasledare bestäms enligt ekvation 2.39.

$$r^b = \sqrt{r \cdot d} \quad (2.37)$$

$$r^b = \sqrt[3]{r \cdot d^2} \quad (2.38)$$

$$r^b = 1,09 \cdot \sqrt[4]{r \cdot d^3} \quad (2.39)$$

r^b = ekvivalent radie [m]

r = ledarens radie [m]

d = distans mellan parallella fasledare [m]

2.12 Modeller för förlustberäkningar

För att kunna beräkna förluster i elnätet används olika modeller beroende på ledningens längd samt spänning. I detta avsnitt presenteras modellerna för korta och medellånga transmissionsledningar.

2.12.1 Korta transmissionsledningar

Det första fallet att beakta när det kommer till modelleringen är så kallade korta ledningar. En ledning räknas som kort då dess längd är mindre än 80 km eller om dess spänning inte överstiger 69 kV. Beräkningarna på korta ledningar härstammar från Ohms lag och dess ekvation återfinns i ekvation 2.3. Det första som behöver tas reda på är linjens impedans per längdenhet, det vill säga dess resistans och induktans per längdenhet. Därefter kan hela linjens impedans beräknas då man vet linjens längd i enlighet med ekvation 2.40. Z är linjens impedans, R och L är linjens resistans respektive induktans per längdenhet och ℓ är linjens längd [6].

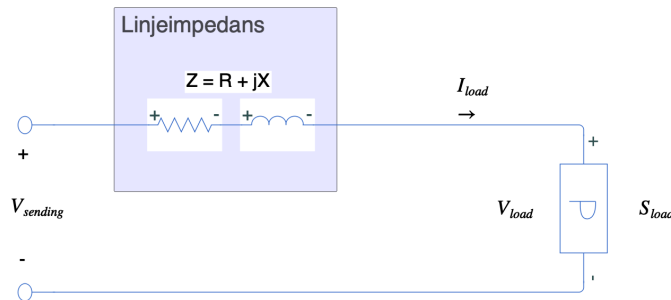
$$Z = (R + j\omega L)\ell \quad (2.40)$$

Då hela transmissionsledningens impedans Z är känd går det i enlighet med Kirchhoffs spänningslag i kapitel 2.4.1 beräkna spänningsfallet över ledningens sträcka. En modell på en kort transmissionsledning återfinns i figur 2.4. Det första att beräkna är strömmen i kretsen vilken är den samma i både sändarändan och lasten i enlighet med Kirchhoffs strömlag i kapitel 2.4.2. Enligt ekvation 2.19 går det att modellera ett uttryck för strömmen i kretsen med spänningen i lasten V_{load} samt lastens skenbara effekt S_{load} , uttrycket återfinns i ekvation 2.41 [6].

$$I_{load} = \frac{S_{load}^*}{3V_{load}^*} \quad (2.41)$$

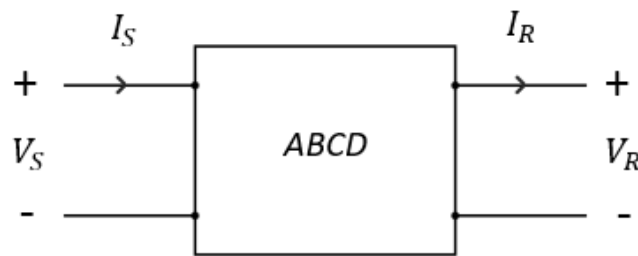
Därefter används Kirchhoffs spänningslag för att beräkna spänningen i sändaränden $V_{sending}$ enligt ekvation 2.42. Differensen mellan sändarändens och lastens spänning är då spänningsfallet över ledningen.

$$V_{sending} = V_{load} + Z I_{load} \quad (2.42)$$



Figur 2.4: Modell över beräkningar för en kort transmissionsledning

Ett annat sätt att modellera dessa korta ledningar är genom ett tvåportsnätverk som återfinns i figur 2.5. Tvåportsnätverket består av två sidor, sändaränden (V_S , I_S), mottagarsidan (V_R , I_R) och parametrarna A,B,C och D [6].



Figur 2.5: Tvåportsnätverk

Med detta nätverk får man fram två stycken ekvationer 2.43 och 2.44, som kan också kan skrivas på matrisform enligt 2.45.

$$V_{sänd} = A \cdot V_{mottagen} + B \cdot I_{mottagen} \quad (2.43)$$

$$I_{sänd} = C \cdot V_{mottagen} + D \cdot I_{mottagen} \quad (2.44)$$

$$\begin{bmatrix} V_{sänd} \\ I_{sänd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{mottagen} \\ I_{mottagen} \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

Parametrarna A, B, C och D fås ut genom att jämföra de redan kända fallen 2.42 spänningsfall över linjen och 2.46 att strömmen är lika i båda ändar på grund av att shunkapacitans är försummad med tvåportsekvationerna 2.43 och 2.44. Genom

att jämföra 2.42 och 2.43 fås A och B , samt genom jämförelse av 2.46 och 2.44 så fås C och D till värdena i 2.47 [6].

$$I_{sänd} = I_{mottagen} \quad (2.46)$$

$$A = 1 \quad B = Z \quad C = 0 \quad D = 1 \quad (2.47)$$

2.12.2 Medellånga transmissionsledningar

Det andra fallet som bör beaktas är de så kallade medellånga transmissionsledningarna. Detta omfattar transmissionsledningar med en längd från 80 km upp till 250 km. För modellering av medellånga ledningar ska ledningarnas kapacitans beaktas och de brukar vanligtvis modelleras med halva kapacitansvärdet parallellt på var sida transmissionsledningen. Då resterande karakteristik i medellånga ledningar är den samma som i korta är detta den enda skillnaden i modelleringen som återfinns i figur 2.6. Denna modell är allmänt känd som en π -sektion där Y är den totala shuntadmittansen för ledningen som återfinns i ekvation 2.48. I ekvationen representerar g läckströmmarna över isolatorerna men antas vara lika med noll under normala driftförhållanden [6].

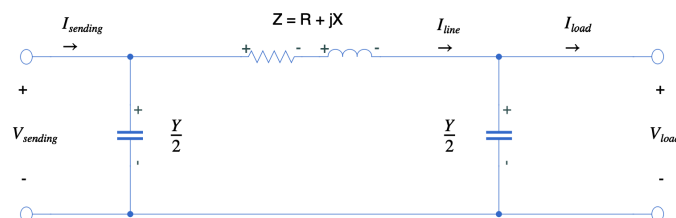
$$Y = (g + j\omega C)\ell \quad (2.48)$$

I enlighet med Kirchoffs strömlag från kapitel 2.4.2 erhålls följande uttryck i ekvation 2.49 för strömmen som går i transmissionsledningen. Samma princip går att applicera på strömmen som skickas in i ledningens anslutningspunkt, $I_{sending}$ vilket återfinns i ekvation 2.50. Där spänningen i anslutningspunkten $v_{sending}$, går att formulera enligt Kirchoffs spänningslag vilket återfinns i kapitel 2.4.1, återfinns i ekvation 2.51 [6].

$$I_{line} = I_{load} + \frac{Y}{2}V_{load} \quad (2.49)$$

$$I_{sending} = I_{line} + \frac{Y}{2}V_{sending} \quad (2.50)$$

$$V_{sending} = V_{load} + ZI_{line} \quad (2.51)$$



Figur 2.6: Modell över beräkningar för en mediumlång transmissionsledning, även kallat för en π -sektion

3

Nätnytta

I detta kapitel presenteras konceptet nätnytta, vad det innebär samt hur det beräknas

3.1 Vad är nätnytta?

Nätnytta, energiersättning eller överföringsersättning som det även kan kallas, är en ersättning som elnätsföretagen betalar till producenter för nyttan de tillför elnätet när de skickar in energi på nätet. Anledningen till att denna avgift ska betalas ut till producenterna grundar sig i Ellagen 1997:208 [16]. Innehavaren till en elproduktionsanläggning har rätt till ersättning från nätkoncessionshavaren till vilket innehavarens anläggning är ansluten till. Denna ersättning ska enligt Ellagen 1997:208 grundas på två parametrar. Den första parametern är värdet på den minskning som innehavarens anläggning bidrar med till nätkoncessionshavarens elnät i form av minskning av energiförluster. Den andra parametern är värdet på den minskning av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha elnätet anslutet till en annan nätkoncessionshavarens elnät som görs möjlig av att producenten är ansluten till elnätet. Sammanfattningsvis så betyder detta att innehavaren av produktionsanläggningen är berättigad till en ersättning på grund av de reducerade kostnaderna för elnätets ägare.

3.2 Vad påverkar nätnyttan?

Den påverkan som producenter har på elnätet när de tillför energi är främst i form av att minska förlusterna vid transport av el i nätet samt att minska kostnader för importen av el till det lokala nätet [17]. Den största förlusten i dagsläget i nätet är att transportera el över längre sträckor. Enligt Svenska Kraftnät (SVK) uppgick de totala förlusterna i nätet 2020 till 3,9 TWh och man har sett samma trend de senaste åren enligt statistik som SVK publicerat som kan ses i bilaga A. Genom att producera el lokalt på fler ställen i det lokala nätet så får man produktionen närmre konsumtionen där den behövs. På så sätt kan man minska transporten av el över längre sträckor. Detta kommer även medföra att behovet av att importera el minskar. Importen behövs i vanliga fall för att säkerställa eltillförseln till områden med låg lokal produktion. Då egen produktion ökar av lokala producenter så behöver inte elnätsföretagen importera lika mycket från det överliggande nätet.

3.3 Varför är nätnytta bra?

Nätnyttan är i sin helhet bra för elnätet. Att minska förlusterna i elnätet innebär i första hand en stor ekonomisk besparing. Enligt Konsumenternas Energimarknadsbyrå så var snittet för elkostnaden 2020 för ett hus som förbrukade 20000 $kWh/år$ 1,4 kr/kWh [18]. Vid beräkning för kalenderåret 2020 uppgick denna kostnad till ungefär 5,4 miljarder kr då förlusterna var 3,9 TWh enligt ekvation 3.1 [19].

$$1,4kr/kWh * 3,9TWh = 5,460,000,000kr \quad (3.1)$$

Att minska förlusterna betyder därav att man sparar in mycket pengar. En annan punkt som är värt att nämna är de miljömässiga aspekterna som framkommer när förlusterna i elnätet minskar, samt när man tar vara på den elen som producerats på ett bättre sätt. Genom att sprida ut produktionen minskar sträckorna att transportera el över och detta kommer i sin tur minska belastningen på kablarna och öka deras hållbarhet. Förlusterna som skapas i nätet genom transport över längre sträckor medför att den energi som producerats inte är lika stor när den kommer fram till konsumenten. Detta medför att mer energi måste transporteras genom nätet för att tillfredsställa konsumenternas behov eller att komponenter som bibehåller spänningsnivån måste installeras längs med nätet. Det sliter mer på nätet att transportera mer och mer material måste användas för att producera de komponenter som behövs för att bibehålla spänningen [20]. Genom att minska förlusterna så värnar man om miljön. Det behövs inte produceras lika mycket elektrisk energi vilket medför att hållbarheten på turbiner och generatorer som används vid produktion ökar. Det kan också leda till att användning av icke förnybara energikällor minskar då produktionsbehovet minskar.

3.4 Nätnytta i Sverige

Ersättning för nätnytta är något som alla elbolag i Sverige måste ha. Dock kan tarifferna skilja sig från bolag till bolag. Detta beror främst på två anledningar. Den första anledningen är att elproduktion och konsumtion inom de olika nätägarnas nät runt om i landet skiljer sig väldigt mycket. Exempelvis i Norrland så finns en stor del Sveriges elproduktion men samtidigt är elkonsumtionen är lägre. Enligt statistik från Statistiska centralbyrån SCB, så var elproduktionen 2016 i Norrland 38 procent medans konsumtionen under samma period var 18 procent av Sveriges totala produktion och konsumtion under året[21]. Detta medför att en ny produktionsanläggning i Norrland inte skulle ha så stor påverkan på nätet vilket gör att dess producerade nätnytta hade beräknats till det lägre. Den andra anledningen till att tarifferna skiljer sig är att på regionnivå så beräknar de större elnätsägarna som Vattenfall, Ellevio och E:ON nätnyttotariffen kontinuerligt för varje område de tillhandahåller samt vilken del av de nätet [22]. Detta ger då mer rättvisa ersättningar för den faktiska nätnyttan som varje producent tillför. På lokal nivå där Linde energi arbetar så finns en satt tariff för alla producenter på deras nät. Detta medför att oavsett produktionsanläggningens påverkan till nätet så kommer de få samma ersättning.

3.5 Beräkning av nätnytta

Då ersättningen ska vara individuell beräknas den enskilt för varje producent, vilket kan vara en utmaning. Det som ska beaktas i beräkningen är vilken faktisk nytta den individuella produktionsanläggningen bidrar med i det elnät anläggningen är inkopplat till. Detta betyder helt enkelt att ersättningen ska baseras på skillnaden i kostnader för nätkoncessionshavaren om produktionsanläggningen är inkopplad jämfört med om den inte är inkopplad till elnätet [23].

Beräkningen av nätnyttan ska ske i tre steg där summan av dessa ersättningskomponenterna är den ersättning innehavaren av anläggningen är berättigad till. Viktigt att nämna är att varje komponent endast kan vara större eller lika med noll vilket innebär att innehavaren till produktionsanläggningen inte kan bli betalningsskyldig om man inte skulle bidra med någon nätnytta [23].

- A: Energiavgifter
- B: Effektavgifter
- C: Nätförluster

Beräkning av nätnytta har tidigare gjorts enligt den så kallade *Nuvarande Metoden* i rapporten från *Energimarknadsinspektionen* [23] men den har modifierats och moderniserats och en ny metod har införts som i rapporten kallas *Metod 2020*.

3.5.1 Metod 2020

För *Metod 2020* beräknas också de tre komponenterna A, B och C fram var för sig där värdet måste vara större eller lika med noll, vid negativt värde sätts komponentvärdet till noll. Sedan summeras de tre komponenterna där sedan resultatet blir den nättutöversättning som ska betalas ut för en viss tidsperiod. Tidsperioden kan variera men är normalt baserad på månadsbasis där beräkningarna ska utföras på timbasis [23].

Tabell 3.1: Variabler och enheter för nätnyttoberäkning enligt metod 2020 [23]

Variabler metod 2020		
Beteckning	Enhet	Beskrivning
A	kr/månad	Minskade kostnader för energiavgifter mot överliggande nät
B	kr/månad	Minskade kostnader för effektavgifter mot överliggande nät
C	kr/månad	Minskade kostnader för nätförluster i koncessionsområdet
D	kr/månad	Nätnyttoersättning
E_h^a	kWh/timme	Produktionsanläggningens producerade energi per timme
P_h^a	kr/kWh	Aktuell energitariff för uttag/inmatning mot överliggande nät
P^b	kr/kW	Aktuell effekttariff för uttag mot överliggande nät
LSP	Ja/Nej	Lågspänning
HSP	Ja/Nej	Högspänning
E_m	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad
$E_{Förluster}$	kWh/månad	Förlustenergi per månad
$E_{Produktion}$	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad
E_{Uttag}	kWh/månad	Uttagen energi från överliggande nät per månad
K	%	Nätförlustkoefficient i koncessionsområdet
P^c	kr/kWh	Pris för inköp av nätförluster
h	Timme	Timme
n	h/månad	Antalet timmar per månad

3.5.1.1 Beräkning av komponent A

Komponent A består av de reducerade kostnaderna för energiavgifter mot överliggande elnät. För att beräkna detta behövs indata i form av hur mycket energi per timma produktionsanläggningen producerar (E_h^a) samt den aktuella energitariffen för både inmatning och uttag till det överliggande elnätet (P_h^a). Komponent A ska beräknas enligt ekvation 3.2.

$$A = \sum_{h=1}^n E_h^a \cdot P_h^a \quad (3.2)$$

3.5.1.2 Beräkning av komponent B

Komponent B består av de reducerade kostnaderna för effektavgifter mot det överliggande elnätet. Detta kräver indata i form av hur mycket energi per timma produktionsanläggningen producerar (E_h^a) samt den aktuella effekttariffen mot det överliggande elnätet (P^b). Komponent B ska beräknas enligt ekvation 3.4.

$$\max(E_h^b) \rightarrow h_{max} \quad (3.3)$$

Ekvation 3.3 gäller för en specifik timme.

$$B = E_{h_{max}}^a \cdot P^b \quad (3.4)$$

3.5.1.3 Beräkning av komponent C

Komponent C består av de reducerade kostnaderna för nätförluster och kräver indata i form av spänningsnivå vid anslutningspunkten (LSP eller HSP), hur mycket energi

produktionsanläggningen producerat per månad (E_m), nätförlustkoefficient i elnätet (K) samt pris för inköp av nätförluster (P^c). Om nätkoncessionsinnehavaren kan bevisa att produktionsanläggningen inte minskar förluster i elnätet så ska C vara lika med noll. Enligt ELSÄK 1958:558 § 1 [24] är lågspänning en spänning som nominellt uppgår till 1000 V växelspanning (AC) mellan faserna eller en spänning om 1500 V likspänning (DC) mellan plus- och minuspolen. Om spänningen övergår dessa värden klassas det som en högspänningsanläggning. Nätförlustkoefficienten i elnätet (K) beräknas enligt ekvation 3.5.

$$K = \frac{E_{Förluster}}{E_{Produktion} + E_{Uttag}} \quad (3.5)$$

Om produktionsanläggningen kopplas in med lågspänning i anslutningspunkten ska ekvation 3.6 tillämpas.

$$C = E_m \cdot \frac{K}{100} \cdot P^c \quad (3.6)$$

Om produktionsanläggningen kopplas in med högspänning i anslutningspunkten ska ekvation 3.7 tillämpas.

$$C = \frac{1}{3} E_m \cdot \frac{K}{100} \cdot P^c \quad (3.7)$$

3.5.1.4 Sammanställning av nätnyttoersättning enligt metod 2020

För att komma fram till den slutgiltiga summan (D) innehavaren av en produktionsanläggning är berättigad till ska de tre komponenterna A , B samt C summeras enligt ekvation 3.8.

$$D = A + B + C \quad (3.8)$$

4

Metod

I detta kapitel redogörs de metoder som har tillämpats under projektets genomförande samt dess struktur.

4.1 Litteraturstudie

Under projektets inledningsskede utfördes en omfattande litteraturstudie för att bekanta sig med elkraftstekniska beräkningar och metoder. Litteraturstudien innefattar främst de grundläggande koncept och metoder som krävs för att få en förståelse om elnätets uppbyggnad för att därefter studera hur en systemanalys ska genomföras. Litteraturstudien innefattar främst information från välkänd och respekterad kurslitteratur inom branschen men också diverse rapporter vilka anses vara relevanta för studien. Litteraturstudiens mening är att lägga grunden till en teori för att läsaren därefter ska kunna förstå och bearbeta de högtekniska koncept som utnyttjas i rapportens senare delar.

4.2 Systemanalys

Det första som gjordes vid projektets genomförande var att inhämta relevant mätdata och dokumentation som krävs för att kunna utföra projektet. Den första dokumentationen som inhämtades var två stycken enlinjescheman. Det första enlinjeschemat var ett traditionellt enlinjeschema som dessutom innehöll en kartbild som användes för att få en bild om linjens roll i 40 kV systemet samt att kunna bygga upp en förståelse av hur systemet geografiskt är uppbyggt. Det andra enlinjeschemat innehöll teknisk information om linjen så som distanser, ledningsareor, ledningsmaterial samt dess förläggningssätt. Därefter skapades ett nytt enlinjeschema till projektet vilket återfinns i bilaga G. Sedan inhämtades mätdata, den första mätdata som inhämtades var effektflöden för aktiv och reaktiv effekt i punkten BT32 för att möjliggöra kalkyler på systemet. Därefter inhämtades slutligen mätdata från en annan solpark i Linde Energis elnät vid namn Solhagen vilket sedan skalades om för att passa in på den tilltänkta solparken [25].

Då informationsinsamlingen var komplett skulle en lämplig mjukvara väljas för att kunna genomföra projektets beräkningar. Då skribenterna har tidigare erfarenhet inom mjukvaran MATLAB var detta ett naturligt val då det används i bred utsträckning inom akademiska sammanhang. I MATLAB utvecklades tre program, det första programmet vid namn *CalcML325.m* vilket återfinns i bilaga C användes

för att beräkna ledningarnas parametrar såsom resistans, reaktans och impedans. Det andra programmet som utvecklades är kallat *AppliceraPSA.m* vilket återfinns i bilaga D vilket användes för att utföra själva systemanalysen på linjen. Det tredje och sista programmet som utvecklades är kallat *Plots.m* och precis som namnet tyder så användes detta program för att rita diverse grafer för att visualisera de utförda beräkningarna.

4.3 Excel

För att kunna genomföra nätnytttoberäkningar i Linde Energis elnät så valdes först en lämplig metod för detta syfte. Metoden som valdes efter studier kring olika metoder heter Metod 2020 och är utvecklad av Ei. Den är skapad för beräkning av nätnytttoersättningen för en given produktionsanläggning och används främst vid utvärdering av en given anläggningen vid tvister kring ersättning. Tillsammans med Linde Energi beslutades det att skribenterna skulle ta fram en excelfil för att automatiskt beräkna de givna ekvationerna i metoden. Tanken med detta var att få fram ett enkelt program som kan användas av lokala elnätsföretag för att evaluera planerade och befintliga anläggningar. Excelen skapades genom att ta fram två blad där det ena skulle agera som interface för avläsning av de beräknade värdena och det andra bladet som en datafil för insättning av nödvändig data till beräkningarna.

5

Genomförande

I detta kapitel redovisas parameterberäkningar för systemets ledningar, det utförs en systemanalys utan samt med en installerad solcellsanläggning och till sist presenteras solcellsanläggningens nätnytttopåverkan.

5.1 Parameterberäkning för transmissionsledning ML325

I detta delkapitel utförs beräkningar av ledarnas parametrar vilket senare används i systemanalysen, information om linjen återfinns i enlinjeschemat i bilaga G. I enlighet med enlinjeschemat presenteras de olika sträckningarnas distanser i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Summerade längder per area för linje ML325

Summerade distanser per area	
Längdvariabel	Längd [km]
ℓ_{157}	6,84
ℓ_{177}	3,951
ℓ_{234}	10,209
ℓ_{AlCu}	0,087
$\ell_{BT32-Solpark,177}$	3,951
$\ell_{BT32-Solpark,234}$	8,809
ℓ_{tot}	21,087

5.1.1 Ledarradie

Det första att beakta för att kunna beräkna transmissionsledningens impedans är ledarradien på de olika sträckningarna. Den första sträckan mellan ställverk BT32 och kopplingspunkten är en sträcka på 3951 meter med en area om 177 mm^2 . Ledaren är av typen FEAL även känt som ACSR vilket står för Aluminium-conductor steel-reinforced cable och antas vara cirkulärt utformad. Därefter kan ekvation 2.2 tillämpas för att beräkna ledarens radie i enlighet med ekvation 5.1.

$$r_{177} = 10^{-3} \sqrt{\frac{177}{\pi}} = 0,0075 \quad (5.1)$$

$A =$ cirkelns area [mm^2]
 $r =$ cirkelns radie [m]

Nästa sträckning av ML325 att beakta är sträckan mellan kopplingspunkten fram till punkt F407 vilket dessutom passerar den planerade solparken. Denna sträckning består av friledning med ledartypen FEAL med en ledararea om 234 mm^2 där ledarna antas vara cirkulärt utformade. Radien för friledningen med en area om 234 mm^2 beräknas enligt ekvation 5.2.

$$r_{234} = 10^{-3} \sqrt{\frac{234}{\pi}} = 0,0086 \quad (5.2)$$

A = cirkelns area [mm^2]

r = cirkelns radie [m]

Nästa sträckning av friledningen att beakta är sträckan mellan punkt F407 till punkt Kabelstolpe. Denna sträcka är förlagd med friledning av typen FEAL med en area om 157 mm^2 där ledaren antas vara cirkulärt utformad. Friledningens radie under denna sträcka beräknas enligt ekvation 5.3.

$$r_{157} = 10^{-3} \sqrt{\frac{157}{\pi}} = 0,0071 \quad (5.3)$$

A = cirkelns area [mm^2]

r = cirkelns radie [m]

Den sista sträckningen att beakta är sträckan mellan punkten Kabelstolpe till MS07. Denna sträcka är förlagd i rör i mark med kabeltypen Al/Cu PEX med en area om 150 mm^2 . En Al/Cu kabel från Nexans med en ledararea om 150 mm^2 har enligt bilaga B en ledardiameter på $14,1 \text{ mm}$ vilket betyder att dess radie kan beräknas enligt ekvation 5.4.

$$r_{AlCu} = 10^{-3} \frac{14,1}{2} = 0,00705 \quad (5.4)$$

r = cirkelns radie [m]

5.1.2 Beräkning av ledarnas induktans

På grund av att ledarnas radier skiljer sig enligt kapitel 5.1.1 kommer dess induktanser därav också att skilja. Friledningarnas fasledare är placerade i plan vilket betyder att de är asymmetriskt placerade i enlighet med figur 2.3. Detta medför att induktanserna för sträckningens friledning ska beräknas enligt ekvation 2.28. För att kunna beräkna induktansen för friledningen enligt ekvation 2.28 måste därav också D_s samt GMD beräknas enligt ekvation 2.27 respektive ekvation 2.29. Avståndet D mellan två friledare bestämdes efter rådfrågning med Linde Energi till 1350 millimeter.

5.1.2.1 Induktansberäkning för friledning, 177 mm^2

För friledningen med en area om 177 mm^2 beräknas först D_s i enlighet med ekvation 2.27 för att få ut den geometriska medelradien för ledningen. Denna beräkning

återfinns i ekvation 5.5.

$$D_{s,177} = r_{177} \cdot 0,7788 = 0,0075 \cdot 0,7788 = 0,0058 \quad (5.5)$$

D_s = geometriska medelradien [m]

r = ledarens radie [m]

Därefter ska den geometriska medeldistansen mellan ledare GMD beräknas utefter ekvation 2.29. För friledningen med en area om 177 mm^2 utförs detta enligt ekvation 5.6.

$$GMD_{177} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{1,35 \cdot (2 \cdot 1,35) \cdot 1,35} = 1,7009 \quad (5.6)$$

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_{xy} = Distans från ledare x till ledare y

Då $D_{s,177}$ och GMD_{177} är beräknade kan friledningens induktans per kilometer beräknas utefter ekvation 2.28. För friledningen med en area om 177 mm^2 beräknas dess induktans $L_{perkm,177}$, enligt ekvation 5.7.

$$L_{perkm,177} = 10^{-3} \cdot 0.2 \ln \frac{GMD_{177}}{D_{s,177}} = 0.0011 \quad (5.7)$$

$L_{perkm,177}$ = ledningens induktans [H/km]

GMD = Geometrisk medeldistans [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

5.1.2.2 Induktansberäkning för friledning, 234 mm^2

För friledningen med en area om 234 mm^2 beräknas först D_s i enlighet med ekvation 2.27 för att få ut den geometriska medelradien för ledningen. Denna beräkning återfinns i ekvation 5.8.

$$D_{s,234} = r_{234} \cdot 0,7788 = 0,0086 \cdot 0,7788 = 0,0067 \quad (5.8)$$

D_s = geometriska medelradien [m]

r = ledarens radie [m]

Efter att $D_{s,234}$ har beräknats ska GMD för ledningen beräknas utefter ekvation 2.29. För friledningen med en area om 234 mm^2 beräknas GMD_{234} enligt ekvation 5.9.

$$GMD_{234} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{1,35 \cdot (2 \cdot 1,35) \cdot 1,35} = 1,7009 \quad (5.9)$$

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_{xy} = Distans från ledare x till ledare y

När GMD_{234} och $D_{s,234}$ beräknats kan friledningens induktans per kilometer beräknas utefter ekvation 2.28. För friledningen med en area om 234 mm^2 beräknas dess induktans per kilometer $L_{perkm,234}$ enligt ekvation 5.10.

$$L_{perkm,234} = 10^{-3} \cdot 0.2 \ln \frac{GMD_{234}}{D_{s,234}} = 0.0011 \quad (5.10)$$

$L_{perkm,234}$ = ledningens induktans [H/km]

GMD = Geometrisk medeldistans [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

5.1.2.3 Induktansberäkning för friledning, 157 mm^2

För friledningen med en area om 157 mm^2 beräknas först D_s utefter ekvation 2.27 för att få ut den geometriska medelradien för ledningen. Denna beräkning återfinns i ekvation 5.11.

$$D_{s,157} = r_{157} \cdot 0,7788 = 0,0071 \cdot 0,7788 = 0,0055 \quad (5.11)$$

D_s = geometriska medelradien [m]

r = ledarens radie [m]

Då $D_{s,157}$ beräknats ska GMD för ledningen beräknas i enlighet med ekvation 2.29. För friledningen med en area om 157 mm^2 beräknas GMD_{157} enligt ekvation 5.12.

$$GMD_{157} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{1,35 \cdot (2 \cdot 1,35) \cdot 1,35} = 1,7009 \quad (5.12)$$

GMD = geometrisk medeldistans [m]

D_{xy} = Distans från ledare x till ledare y

När $D_{s,157}$ samt GMD_{157} beräknats ska friledningens induktans per kilometer beräknas utefter ekvation 2.28. För friledningen med en area om 157 mm^2 beräknas dess induktans $L_{perkm,157}$, enligt ekvation 5.13.

$$L_{perkm,157} = 10^{-3} \cdot 0.2 \ln \frac{GMD_{157}}{D_{s,157}} = 0.0011 \quad (5.13)$$

$L_{perkm,157}$ = ledningens induktans [H/km]

GMD = Geometrisk medeldistans [m]

D_s = geometriska medelradien [m]

5.1.2.4 Induktans för PEX kabel förlagd i rör i mark, 150 mm^2

För den markförlagda kabeln av typen Al/Cu med en ledararea om 150 mm^2 återfinns kabelns induktans med enheten milliHenry per km i databladet i bilaga B. Beräkningen för ledarens induktans med enheten Henry per kilometer återfinns i ekvation 5.14.

$$L_{perkm,AlCu} = 10^{-3} \cdot 0,33 \quad (5.14)$$

L = ledningens induktans [H/km]

5.1.3 Beräkning av ledningarnas reaktans

Beräkning ledningens reaktans X med enheten Ω/km ska utföras utefter kapitel 2.7 om reaktans. I ekvationen för reaktansen finns det en gemensam variabel vilket är vinkelhastigheten ω . Vinkelhastigheten beräknas enligt ekvation 5.15. Ledningarnas längder i kilometer ℓ återfinns i tabell 5.1.

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 \quad (5.15)$$

5.1.3.1 Reaktans friledning, 177 mm²

För friledningen med en area om 177 mm² beräknas reaktansen enligt ekvation 5.16.

$$X_{perkm,177} = L_{perkm,177} \cdot \omega = 0,3565 \quad (5.16)$$

X = reaktans per kilometer [Ω/km]

L = ledningens induktans [H/km]

Då reaktansen per kilometer är beräknad för friledningen med arean 177 mm² kan den totala reaktansen för arean beräknas i enlighet med ekvation 5.17.

$$X_{177} = X_{perkm,177} \cdot \ell_{177} = 1,4084 \quad (5.17)$$

X = reaktans [Ω]

X_{perkm} = reaktans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Summerad längd av arean [km]

5.1.3.2 Reaktans friledning, 234 mm²

För friledningen med en area om 234 mm² beräknas reaktansen enligt ekvation 5.18.

$$X_{perkm,234} = L_{perkm,234} \cdot \omega = 0,3477 \quad (5.18)$$

X = reaktans per kilometer [Ω/km]

L = ledningens induktans [H/km]

Då reaktansen per kilometer är beräknad för friledningen med arean 234 mm² kan den totala reaktansen för arean beräknas i enlighet med ekvation 5.19.

$$X_{234} = X_{perkm,234} \cdot \ell_{234} = 3,5495 \quad (5.19)$$

X = reaktans [Ω]

X_{perkm} = reaktans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Summerad längd av arean [km]

5.1.3.3 Reaktans friledning, 157 mm²

För friledningen med en area om 157 mm² beräknas reaktansen enligt ekvation 5.20.

$$X_{perkm,157} = L_{perkm,157} \cdot \omega = 0,3602 \quad (5.20)$$

X = reaktans per kilometer [Ω/km]

L = ledningens induktans [H/km]

Då reaktansen per kilometer är beräknad för friledningen med arean 157 mm² kan den totala reaktansen för arean beräknas i enlighet med ekvation 5.21.

$$X_{157} = X_{perkm,157} \cdot \ell_{157} = 2,4639 \quad (5.21)$$

X = reaktans [Ω]

X_{perkm} = reaktans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Summerad längd av arean [km]

5.1.3.4 Reaktans kabel förlagd i rör i mark, 150 mm²

För kabeln förlagd i rör i mark med en area om 150 mm² beräknas reaktansen enligt ekvation 5.22.

$$X_{perkm,AlCu} = L_{perkm,AlCu} \cdot \omega = 0,1037 \quad (5.22)$$

X = reaktans per kilometer [Ω/km]

L = ledningens induktans [H/km]

Då reaktansen per kilometer är beräknad för friledningen med arean 177 mm² kan den totala reaktansen för arean beräknas i enlighet med ekvation 5.23.

$$X_{AlCu} = X_{perkm,AlCu} \cdot \ell_{AlCu} = 0,0090 \quad (5.23)$$

X = reaktans [Ω]

X_{perkm} = reaktans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Summerad längd av arean [km]

5.1.4 Beräkning av ledningarnas resistans

Den andra parametern att beakta för ledningarna är dess resistans. Resistansberäkningarna ska utformas i enlighet med ekvation 2.4. Då friledningarna är av typen FEAL och den markförlagda kabeln är av typen Al/Cu används resistiviteten ρ_{Al} för aluminium vilket är 28,3 $\Omega mm^2/km$ enligt Karlström [4].

5.1.4.1 Beräkning av resistans, 177 mm²

Resistansen för friledningen av typen FEAL med arean 177 mm² beräknas enligt ekvation 5.24.

$$R_{177} = \rho_{Al} \frac{\ell_{177}}{A_{177}} = 0,6317 \quad (5.24)$$

R = resistans [Ω]

ρ_{Al} = Aluminiums proportionalitetskonstant [$\Omega mm^2/km$]

ℓ = Ledningens längd [km]

A = Ledarens area [mm^2]

5.1.4.2 Beräkning av resistans, 234 mm^2

Resistansen för friledningen av typen FEAL med arean 234 mm^2 beräknas enligt ekvation 5.25.

$$R_{234} = \rho_{Al} \frac{\ell_{234}}{A_{234}} = 1,2347 \quad (5.25)$$

R = resistans [Ω]

ρ_{Al} = Aluminiums proportionalitetskonstant [$\Omega mm^2/km$]

ℓ = Ledningens längd [km]

A = Ledarens area [mm^2]

5.1.4.3 Beräkning av resistans, 157 mm^2

Resistansen för friledningen av typen FEAL med arean 157 mm^2 beräknas enligt ekvation 5.26.

$$R_{157} = \rho_{Al} \frac{\ell_{157}}{A_{157}} = 1,2329 \quad (5.26)$$

R = resistans [Ω]

ρ_{Al} = Aluminiums proportionalitetskonstant [$\Omega mm^2/km$]

ℓ = Ledningens längd [km]

A = Ledarens area [mm^2]

5.1.4.4 Resistans markförlagd PEX kabel, 150 mm^2

Enligt Nexans datablad i bilaga B är resistansen $R_{perkm,AlCu}$, med enheten ohm per km lika med 0,206. Den totala resistansen för den markförlagda PEX kabeln med arean 150 mm^2 beräknas enligt ekvation 5.27.

$$R_{AlCu} = \ell_{AlCu} \cdot R_{perkm,AlCu} = 0,0179 \quad (5.27)$$

R = resistans [Ω]

R_{perkm} = resistans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Ledningens längd [km]

5.1.5 Beräkning av ledningarnas impedans

Då den nominella spänningen är under 69 kV samt att den totala sträckningen är under 80 km ska den impedansen beräknas enligt kapitel 2.12.1 för korta transmissionsledningar. Ledningens impedans Z beräknas då enligt ekvation 5.28.

$$Z = R + jX \quad (5.28)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

5.1.5.1 Beräkning av impedans, 177 mm²

Impedansen för friledningen med en area om 177 mm² ska beräknas utefter dess resistans respektive reaktans där beräkningen återfinns i ekvation 5.29.

$$Z_{177} = R_{177} + jX_{177} = 0,6137 + j1,4084 \quad (5.29)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

5.1.5.2 Beräkning av impedans, 234 mm²

Impedansen för friledningen med en arean 234 mm² beräknas utefter dess resistans respektive reaktans där beräkningen återfinns i ekvation 5.30.

$$Z_{234} = R_{234} + jX_{234} = 1,2347 + j3,5495 \quad (5.30)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

5.1.5.3 Beräkning av impedans, 157 mm²

Impedansen för friledningen med arean 157 mm² ska beräknas utefter dess resistans samt reaktans där beräkningen återfinns i ekvation 5.31.

$$Z_{157} = R_{157} + jX_{157} = 1,2329 + j2,4639 \quad (5.31)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

5.1.5.4 Beräkning av impedans, 150 mm²

Impedansen för den markförlagda kabeln med en area om 150 mm² beräknas utefter dess resistans respektive reaktans där beräkningen återfinns i ekvation 5.32.

$$Z_{AlCu} = R_{AlCu} + jX_{AlCu} = 0,0179 + j0,009 \quad (5.32)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

5.1.5.5 Beräkning av total impedans

För beräkning av linjens totala impedans Z_{tot} ska de uträknade impedanserna för varje area summeras. Viktigt är att impedanserna är skrivna på rektangulär form då imaginära tal på polär form endast kan multipliceras eller divideras medan imaginära tal på rektangulär form enbart kan adderas eller subtraheras. För beräkning av ledningens totala impedans se ekvation 5.33.

$$Z_{tot} = Z_{177} + Z_{234} + Z_{157} + Z_{AlCu} = 3,1173 + j7,4309 \quad (5.33)$$

Z = impedans [Ω]

5.1.5.6 Beräkning av impedans för delsträckor

Den första delsträckan att beakta är sträckningen mellan matningspunkten BT32 till den planerade solparken där längderna för detta återfinns i tabell 5.1. Det första att beräkna är sträckningens reaktans och impedans vilket återfinns i ekvation 5.34 respektive 5.35. Därefter kan impedansen mellan BT32 och solparken beräknas enligt ekvation 5.36.

$$R_{BT32-Solpark} = \rho_{Al} \left(\frac{\ell_{BT32-Solpark,177}}{A_{177}} + \frac{\ell_{BT32-Solpark,234}}{A_{234}} \right) = 1,6971 \quad (5.34)$$

ρ_{Al} = Aluminiums proportionalitetskonstant [$\Omega mm^2/km$]

ℓ = Ledningens längd [km]

A = Ledarens area [mm^2]

$$X_{BT32-Solpark} = (X_{perkm,177} \cdot \ell_{BT32-Solpark,177}) + (X_{perkm,234} \cdot \ell_{BT32-Solpark,234}) = 4,4711 \quad (5.35)$$

X = reaktans [Ω]

X_{perkm} = reaktans per kilometer [Ω/km]

ℓ = Längd av arean [km]

$$Z_{BT32-Solpark} = R_{BT32-Solpark} + jX_{BT32-Solpark} = 1,6971 + j4,4711 \quad (5.36)$$

Z = impedans [Ω]

R = resistans [Ω]

X = reaktans [Ω]

Nästa delsträcka att beakta är mellan den planerade solparken till punkten MS07. Impedansberäkningen för denna sträcka utförs genom att subtrahera impedansen på sträckningen BT32 till solparken från ledningens totala impedans i enlighet med ekvation 5.37.

$$Z_{Solpark-MS07} = Z_{tot} - Z_{BT32-Solpark} = 1,4202 + j2,9597 \quad (5.37)$$

Z = impedans [Ω]

5.2 Databehandling och systemanalys av linje ML325

Databehandling, beräkning och analysering av linje ML325 i Linde Energis 40 kV nät har utförts i mjukvaran MATLAB med en nominell spänning U_n på 44 kV. Efter rådfrågning med Linde Energi bestämdes det att ett representabelt $\cos\varphi$ för lasten är 0,95. Då linjens totala längd enligt tabell 5.1 understiger 80 km samt att systemets nominella spänning är mindre än 69 kV utförs analysen utefter teorin om korta transmissionsledningar i kapitel 2.12.1. Den berörda sträckningen med dess parametrar återfinns i enlinjeschemat i bilaga G.

5.2.1 Systemanalys före anslutning av solpark

I projektet bistod Linde Energi med timvärdesdata i punkten BT32 från kalenderåret 2021, mätdatan består av 8784 mätpunkter istället för 8760 vilket är antalet timmar under ett normalt år och detta beror på att mätdatan sträcker sig till och med klockan 23:00 den första januari 2022. Ett simplificerat exempel på hur timvärdesdatan såg ut återfinns i tabell 5.2. *Datum* är tiden vid mätdatan, *Pin* är den aktiva effekt som flödar från Linde Energis nät till överliggande nät. *Put* är den aktiva effekt som flödar från regionnät till Linde Energis distributionsnät. *Qin* är den reaktiva effekt som flödar från Linde Energis nät till regionnätet. *Qut* är den reaktiva effekt som flödar från regionnät till Linde Energis nät. För att representera effekternas flödesriktning har *Pin* samt *Qin* en negativ faktor medans *Put* samt *Qut* har en positiv faktor.

Tabell 5.2: Simplifierad modell över timvärdesdatan i punkten BT32

Exempel timvärdesdata i punkt BT32				
Datum	Pin [kWh]	Put [kWh]	Qin [kVArh]	Qut [kVArh]
1.1.2021 0:00	0	1215	-752	0
.
1.1.2022 23:00	0	4519	-1238	0

För att behandla datan i MATLAB behöver datan importeras från en excel-fil till en matris i MATLAB vilket genomfördes med följande kodrad.

```
1 ML325_data = readtable('Excelfil.xlsx');
```

5.2.1.1 Beräkningar före anslutning av solpark

Då mätdata i punkten BT32 är känd ska den appliceras på teorin om korta transmissionsledningar enligt kapitel 2.12.1. Det första som matas in är den nominella spänningen U_n med referensvinkel 0 grader enligt ekvation 5.38.

$$V_{sänd} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} = \frac{44\angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \quad (5.38)$$

$V_{sänd}$ = fasspänning [kV]

Vidare bestäms värdena i den så kallade ABCD-matrisen i enlighet med kapitel 2.12.1 om korta transmissionsledningar. I detta fall då solparken inte är ansluten beaktas hela linjens sträckning vilket medför att parameter B är lika med hela linjens impedans Z_{tot} i enlighet med ekvation 5.39 vilket senare appliceras på ekvation 5.40.

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z_{tot} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

$$\begin{bmatrix} V_{sänd} \\ I_{sänd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{mottagen} \\ I_{mottagen} \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

Då de konstanta värdena är bestämda behöver de tidsvarierande variablerna evalueras vid varje timma under mätdata period vilket i matrisen är den komplexa strömmen $I_{sänd}$. För att beräkna strömmen i sändaränden beräknas först den komplext skenbara effekten $S_{sänd}$ vid varje tidpunkt i enlighet med ekvation 5.41.

$$\underline{S}_{sänd} = P_{sänd} + jQ_{sänd} \quad (5.41)$$

$S_{sänd}$ = skenbar effekt [MVA]

$P_{sänd}$ = aktiv effekt [MW]

$Q_{sänd}$ = reaktiv effekt [MVAR]

Efer att den komplext skenbara effekten är kalkylerad beräknas den komplexa strömmen i sändaränden utefter ekvation 5.42.

$$\underline{I}_{sänd} = \frac{\underline{S}_{sänd}^*}{3 \cdot \underline{V}_{f,sänd}^*} \quad (5.42)$$

$\underline{I}_{sänd}$ = komplex ström [kA]

$\underline{S}_{sänd}^*$ = konjugatet av den komplext skenbara effekten [MVA]

$\underline{V}_{f,sänd}^*$ = konjugatet av den komplexa fasspänningen [kV]

Då den komplexa strömmen är beräknad kan den mottagna komplexa spänningen $V_{mottagen}$ samt den komplext mottagna strömmen $I_{mottagen}$ beräknas utifrån ABCD-matrisen för korta transmissionsledningar. Därefter beräknas den komplext mottagna skenbara effekten $S_{mottagen}$ enligt ekvation 5.43.

$$\underline{S}_{mottagen} = 3 \cdot \underline{V}_{f,mottagen} \cdot \underline{I}_{mottagen}^* \quad (5.43)$$

$\underline{S}_{mottagen}$ = komplex skenbar effekt [MVA]

$\underline{V}_{f,mottagen}$ = komplex fasspänning [kV]

$\underline{I}_{mottagen}^*$ = konjugatet av den komplexa strömmen [kA]

Då den komplexa skenbara effekten är känd i båda ändar av systemet kan linjens förluster beräknas. Till att börja med beräknas den komplexa skenbara effektens förluster enligt ekvation 5.44. Därefter beräknas med enkelhet aktiva effektförluster över linjen enligt ekvation 5.45.

$$\underline{S}_{förlust} = \underline{S}_{sänd} - \underline{S}_{mottagen} \quad (5.44)$$

\underline{S} = komplex skenbar effekt [MVA]

$$P_{förlust} = 10^3 \cdot \text{Re}\{\underline{S}_{förlust}\} \quad (5.45)$$

$P_{förlust}$ = förlust aktiv effekt [kW]

$\underline{S}_{förlust}$ = förlust komplex skenbar effekt [MVA]

5.2.2 Systemanalys efter anslutning av solpark

I den aktuella anläggningen är det planerat att en solpark ska installeras enligt en-linjeschemat i bilaga G. Då den planerade solparken ansluts till 40 kV nätet ska solparken enligt Linde Energi producera en maxeffekt på 20 MW.

5.2.2.1 Beräkningar efter anslutning av solpark

För att överhuvudtaget kunna göra en estimering av ström, spänningsvariation samt aktiva effektförluster behövs det mätdata på timbasis. Då solparken för tillfället inte existerar så valdes det att istället skala om effekten från en redan existerande solpark i Linde Energis elnät kallad för Solhagen. Från den redan existerande solparken inhämtades mätdata på timbasis från kalenderåret 2021 med enheten kWh. Då datan för Solhagen endast var från kalenderåret 2021 innebär detta att denna mätserie är kortare i relation till mätdata av effekterna i punkt BT32 därav valdes det att kopiera mätdata från den sista december 2021 till den första januari 2022 för att få representabel data på den saknade dagen. Den maximala aktiva effekten för solpark Solhagen är 450 kW vilket skalas om till 20 MW vid varje timma i enlighet med ekvation 5.46 [25].

$$P_{Solpark} = \frac{P_{Solhagen} \cdot 10^3}{450 \cdot 10^3} \cdot 20 \cdot 10^6 \quad (5.46)$$

Då solparkens effekt över året är omskalad måste flödet av effekterna beaktas. I enlighet med kapitel 2.8.1 antas anläggningen inte producera någon reaktiv effekt

vilket gör den till oförändrad från mätdata. Den förändring som sker i elnätet kommer att vara flödet av den aktiva effekten där ett antal olika fall har identifierats i den kommande listan med mätdata i tabell 5.2 som referens i varje timma.

- Importerar aktiv effekt, ingen produktion i solpark
- Importerar aktiv effekt, produktion i solpark
- I ett tidigare skede importerades aktiv effekt men nu täcker solproduktionen detta
 - Solparkens produktion täcker precis behovet i MS07, varken import eller export
 - Solparken producerar mer än MS07's behov vilket i sin tur också leder till export
- Exporterar aktiv effekt, ingen produktion i solpark
- Exporterar aktiv effekt, produktion i solpark

Sorteringen av effektlöden görs i huvudsak genom att i en *for-loop* jämföra och sortera effektlöden vid varje timma under mätdata's längd. Sorteringen görs genom att jämförelserna ska uppfylla vissa krav i *if-satser* för att därefter behandlas vid varje tillfälle. Kodstycket där detta behandlas är en del av hela koden och återfinns i bilaga D.

Då effektlödena är kända går det att tillämpa beräkningarna för korta transmissionsledningar enligt kapitel 2.12.1. I detta fall då solparken är installerad en bit in på linjen måste funktionerna för beräkning av ström och spänning tillämpas två gånger efter varandra där varje funktion representerar respektive sida om den tänkta solparken. Vid fallen då solparken inte producerar någon effekt utförs beräkningarna på samma sätt som i kapitel 5.2.1. Till att börja med bestäms den sända spänningen. Då spänningen vid solparken är beroende av spänningsvariationen som sker på sträckan från BT32 beräknas i koden först den komplext mottagna spänningen ut på sträckningen mellan BT32 till solparken. Därefter används den komplexa spänningen i punkten solpark som den skickade spänningen vid beräkningarna till punkt MS07. Hur matriserna är modellerade syns i ekvation 5.47 respektive 5.48.

$$\begin{bmatrix} V_{sänd} \\ I_{sänd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{solpark} \\ I_{solpark} \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

$$\begin{bmatrix} V_{solpark} \\ I_{solpark} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{MS07} \\ I_{MS07} \end{bmatrix} \quad (5.48)$$

Sedan ska parameter B i ABCD-matriserna bestämmas beroende på sträckning, detta görs enligt ekvation 5.49 respektive 5.50.

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z_{BT32-Solpark} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.49)$$

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z_{Solpark-MS07} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

Därefter ska slutligen de komplexa strömmarna beräknas för att matriserna ska gå att beräkna, även vid strömberäkningarna blir ekvationerna beroende av varandra

då den komplexa vinkeln kommer att förändras under linjen. Till att börja med beräknas de komplexa skenbara effekterna enligt ekvation 5.51 respektive 5.52 därefter kan de komplexa strömmarna beräknas enligt ekvation 5.53 respektive 5.54.

$$\underline{S}_{sänd} = P_{sänd} + jQ_{sänd} \quad (5.51)$$

$$\underline{S}_{solpark} = P_{solpark} + jQ_{solpark} \quad (5.52)$$

$S_{sänd}$ = skenbar effekt [MVA]

$P_{sänd}$ = aktiv effekt [MW]

$Q_{sänd}$ = reaktiv effekt [MVA_r]

$$\underline{I}_{sänd} = \frac{\underline{S}_{sänd}^*}{3 \cdot \underline{V}_{f,sänd}^*} \quad (5.53)$$

$$\underline{I}_{solpark} = \frac{\underline{S}_{solpark}^*}{3 \cdot \underline{V}_{f,solpark}^*} \quad (5.54)$$

\underline{I} = komplex ström [kA]

\underline{S}^* = konjugatet av den komplexa skenbara effekten [MVA]

\underline{V}_f^* = konjugatet av den komplexa fasspänningen [kV]

Då de komplexa strömmarna är kända går matrisberäkningarna slutligen att genomföra vilket leder till att den komplext skenbara effekten går att beräkna vid punkterna *Solpark* samt *MS07*. Därefter kan de komplext skenbara effektförlusterna beräknas enligt ekvation 5.55 respektive 5.56.

$$\underline{S}_{förlust} = \underline{S}_{sänd} - \underline{S}_{solpark} \quad (5.55)$$

$$\underline{S}_{förlust} = \underline{S}_{solpark} - \underline{S}_{MS07} \quad (5.56)$$

\underline{S} = komplex skenbar effekt [MVA]

Då förlusterna i de komplext skenbara effekterna är kända kan slutligen förlusterna i aktiv effekt beräknas med enkelhet enligt ekvation 5.57.

$$P_{förlust} = 10^3 \cdot \Re\{\sum \underline{S}_{förlust}\} \quad (5.57)$$

$P_{förlust}$ = förlust aktiv effekt [kW]

$\underline{S}_{förlust}$ = förlust komplex skenbar effekt [MVA]

5.3 Beräkning av nätnytta

I detta avsnitt presentera genomförandet av hur Nätnytto beräkningarna i Linde Energis elnät utförts

5.3.1 Metod 2020

För att kunna evaluera nätnyttan i Lindes elnät valdes det använda Metod 2020. Metoden är utvecklad av Ei och täcker de olika parametrar som berör nätnytta. Parametrarna innefattar i sin helhet de reducerad kostnaderna som en produktionsanläggning medför för det omkringliggande elnätet.

5.3.2 Metod 2020 Excel

För att enkelt kunna applicera Metod 2020 på vilken anläggning som helst så togs en excel fil fram för att utföra de nödvändiga beräkningar automatiskt. Tanken med excel filen var att mindre elnätsföretag så som Linde energi skulle själva kunna beräkna nätnyttan för individuella producenter och bedöma dessa utifrån de framtagna värdena. Excelen är uppdelade i två blad. Det primära är en slags interface för avläsning av de beräknade komponenterna A, B, C och D med tillhörande graf och insättning av några enstaka variabler för beräkningarna. Variablerna som behandlas på detta blad är sammanfattade i tabell 5.3.

Tabell 5.3: Variabler och enheter för Primärblad Metod2020 Excel

Variabler Primärblad		
Beteckning	Enhet	Beskrivning
P^b	kr/kW	Aktuell effekttariff för uttag mot överliggande nät
P^c	kr/kWh	Pris för inköp av nätförluster
LSP	Ja/Nej	Lågspänning
HSP	Ja/Nej	Högspänning

Komponenterna A till D är redovisade i en tabell på detta blad. De är redovisade månadsvis med start i januari. Detta gjordes på grund av att komponent C är beräknad på en månadsbasis genom ekvation 3.6 och 3.7 beroende på om anläggning är ansluten vid lågspänning eller högspänning. Komponent C kommer därför påverka komponent D som är beräknad genom summan av A, B och C enligt ekvation 3.8 på en månadsbasis därav av tabellen. På detta blad presenteras även de andra variablerna som är nödvändiga för beräkning av de olika nätnyttokomponenterna, dessa redovisas sedan på det sekundära bladet istället. Det sekundära bladet består av den rådata som behövs i beräkning av de olika komponenterna. Detta innefattar variabler i tabell 5.4.

Tabell 5.4: Variabler och enheter för sekundärblad Metod 2020 Excel

Variabler sekundärblad		
Beteckning	Enhet	Beskrivning
E_h^a	kWh/timme	Produktionsanläggningens producerade energi per timme
P_h^a	kr/kWh	Aktuell energitariff för uttag/inmatning mot överliggande nät
E_m	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad
$E_{Förluster}$	kWh/månad	Förlustenergi per månad
$E_{Produktion}$	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad
E_{Uttag}	kWh/månad	Uttagen energi från överliggande nät per månad
K	%	Nätförlustkoefficient i koncessionsområdet

Dessa variabler är uppdelade i två delar, de som är per timbasis och de som är på månadsbasis. Timbasisvärdena består av E_h^a och P_h^a som tillsammans multipliceras för att sedan summeras enligt 3.2 för att få fram värdet på komponent A. Utifrån dessa timbasisvärden beräknas också komponent B. Detta görs genom att använda excelfunktionen MAX för att få fram det största värdet av E_h^a . Detta värde kan sedan användas tillsammans med P^b som angivits på det primära bladet i formeln 3.4 för att få fram komponent B .

Månadsbasis värdena består av $E_{Förluster}$, E_{Uttag} samt E_m som är också samma värde som $E_{Produktion}$. Med hjälp av dessa värden så kan nätförlustkoefficienten (K) beräknas enligt ekvation 3.5. Detta värde används sedan i ekvation 3.6 och 3.7 för att beräkna komponent C beroende på om lågspänning eller högspänning vid anslutningspunkten har kryssats i på den primära bladet av excelen. Med hjälp av de komponenter som beräknas i excelfilen så fås komponent D fram genom ekvation 3.8 på månadsbasis som visar den nätnytttoersättning en producent är berättigad till för sin nätnytttopåverkan i nätet. Excelfilens struktur kan ses i Bilaga F.

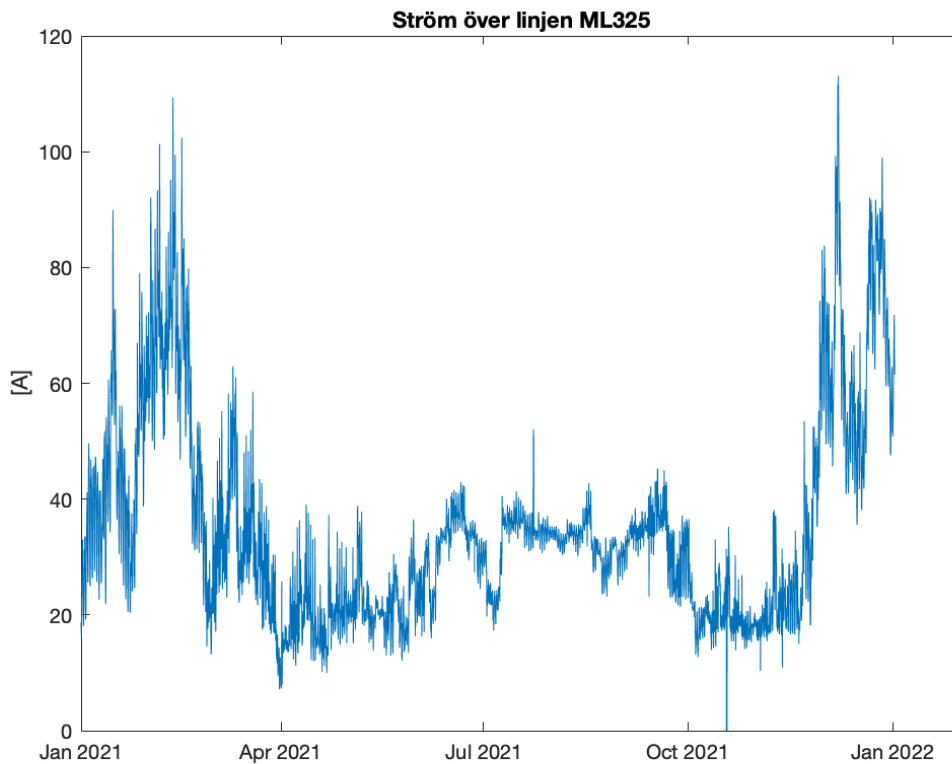
6

Resultat

I detta kapitel presenteras resultatet av de frågeställningar som arbetet behandlat.

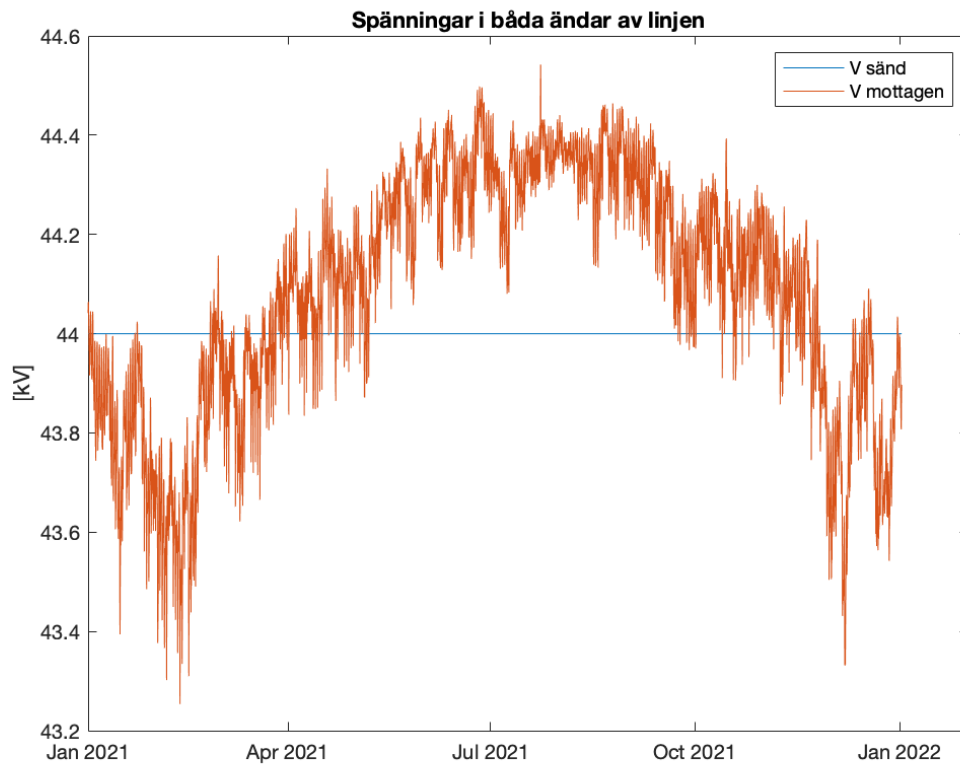
6.1 Resultat från systemanalysen innan anslutning av solpark

I detta delkapitel presenteras de resultat som uppkom baserade på systemanalysen i kapitel 5 där detta delkapitel presenterar analysen för kalenderåret 2021. Den första visualiseringen visar strömmen som belastade systemet under 2021, grafen för detta återfinns i figur 6.1. I grafen går det utläsa att strömmen över året förändras likt den genomsnittliga konsumtionen av effekt i Sverige där konsumtionen under vintermånaderna generellt är högre. Ett avvikande resultat i grafen är att strömmen under vissa timmar den 18 oktober är lika med noll och detta beror på att mätdatan för både aktiv och reaktiv effekt är lika med noll.

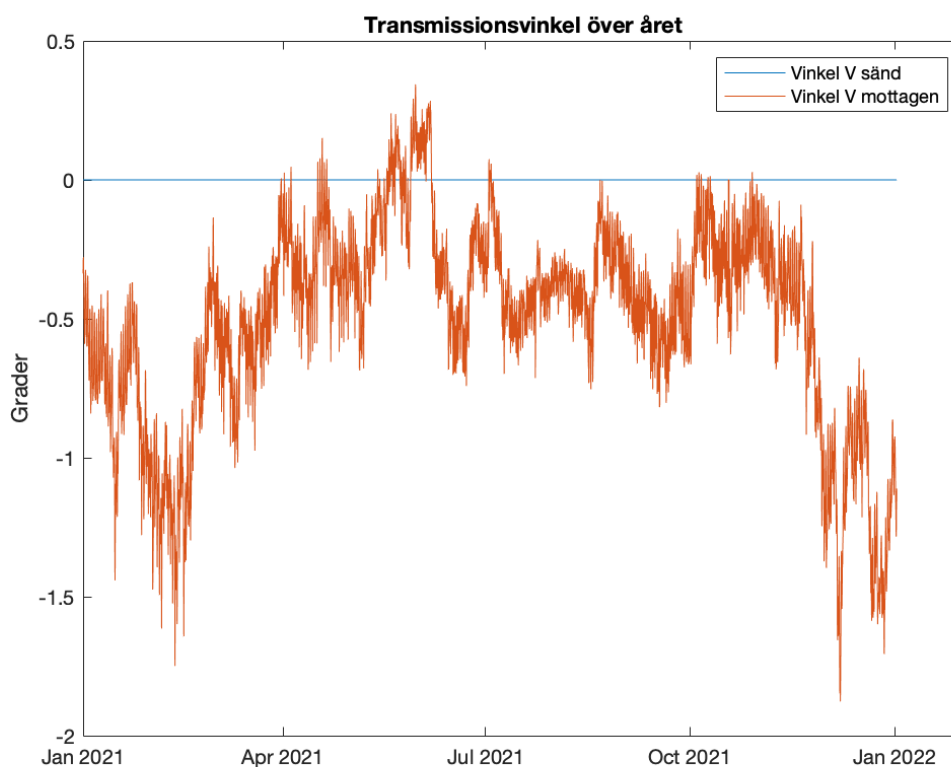


Figur 6.1: Ström över linjen

I figur 6.2 och 6.3 presenteras spänningsvariationen respektive transmissionsvinkeln i mottagaränden på linjen för fallet innan solparken ansluts. Anledningen till att spänningens amplitud både ökar och minskar under året har att göra med det reaktiva effektlödet. Då reaktiv effekt flödar från högre till lägre spänningsamplitud går det att utläsa att det under sommarmånaderna exporteras mer reaktiv effekt vilket överensstämmer med mätdata.



Figur 6.2: Spänningsvariation över linjen



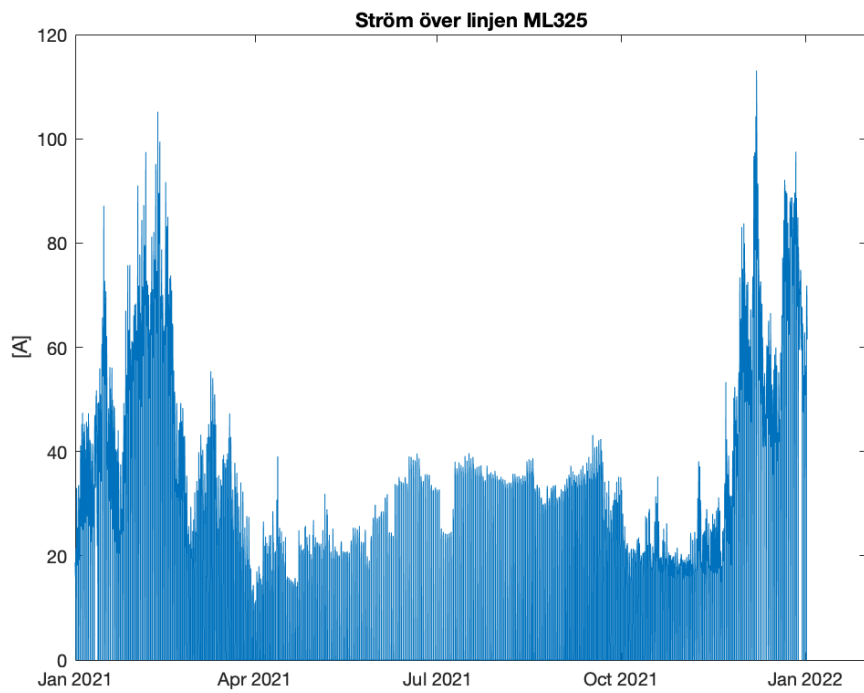
Figur 6.3: Transmissionsvinkel

6.2 Resultat från systemanalysen efter anslutning av solpark

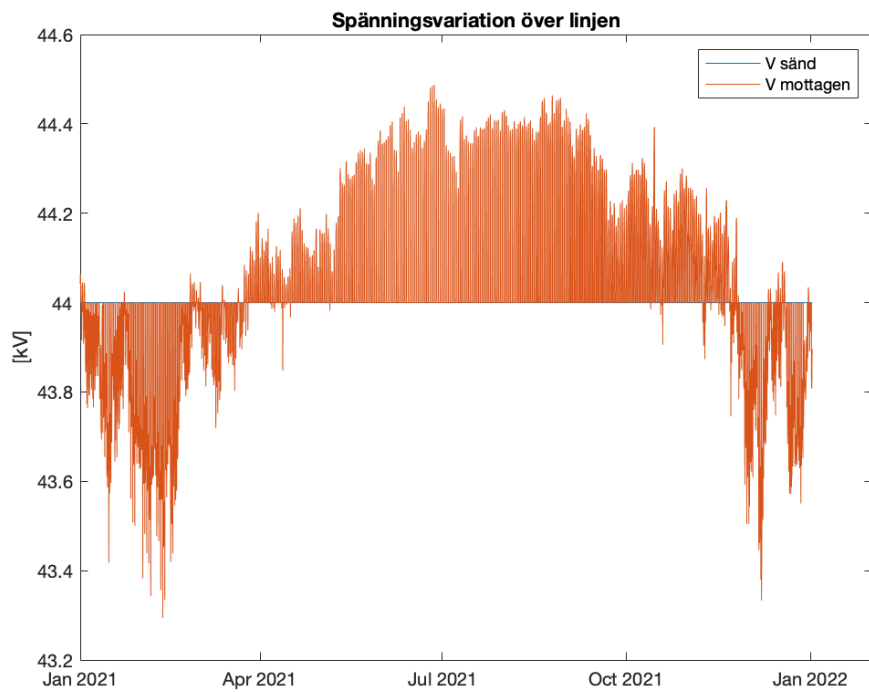
I detta delkapitel presenteras de resultat som uppkom baserade på systemanalysen i kapitel 5 där detta delkapitel presenterar systemanalysen med solparken ansluten.

6.2.1 Ingen solproduktion

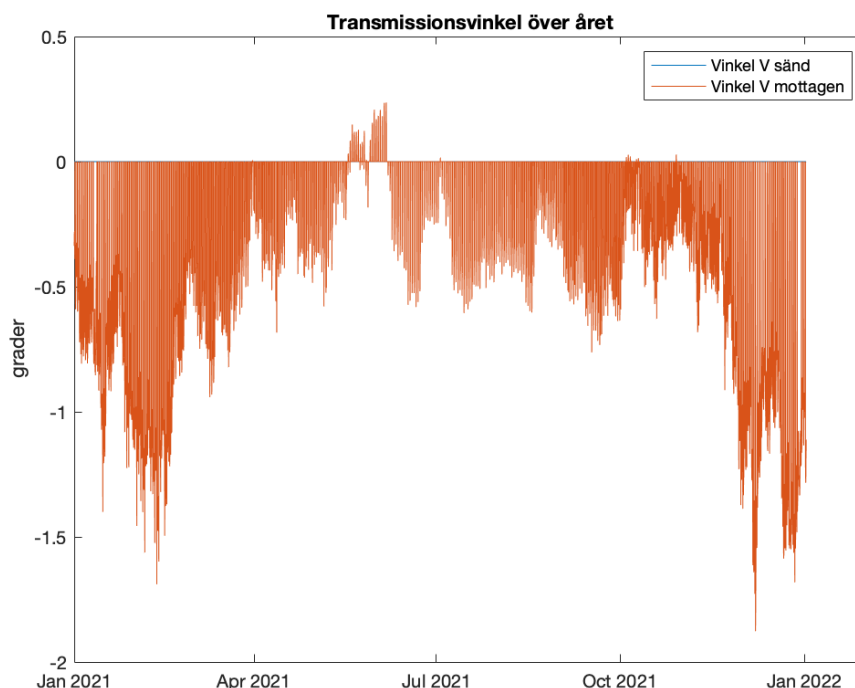
Det första fall som presenteras är då solparken inte producerar någon aktiv effekt vilket exempelvis sker under nätterna. Detta betyder att analysen har skett på hela linjens sträckning och därav är mottagarändan i detta fall linjens slutpunkt i MS07. Då denna funktion enbart evalueras då solparken inte förväntas producera någon effekt betyder detta att den visuella presentationen av beräkningarna blir väldigt dygnsvarierande. Då solparken inte producerar någon aktiv effekt betyder detta att systemets effektprofil är densamma som den tidigare analysen då solparken inte var ansluten vilket syns i de kommande figurerna.



Figur 6.4: Ström över linjen



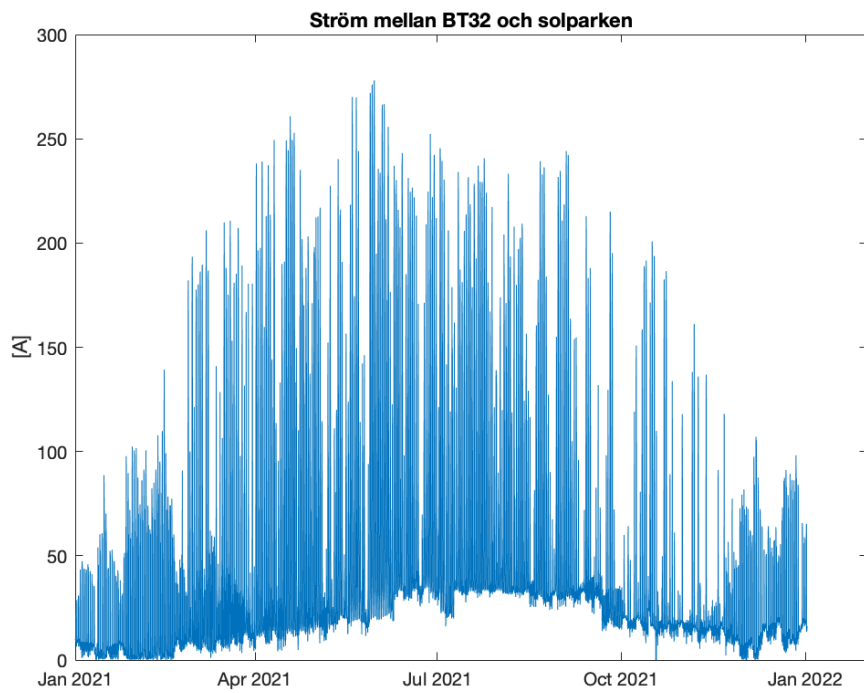
Figur 6.5: Spänningsvariation över linjen



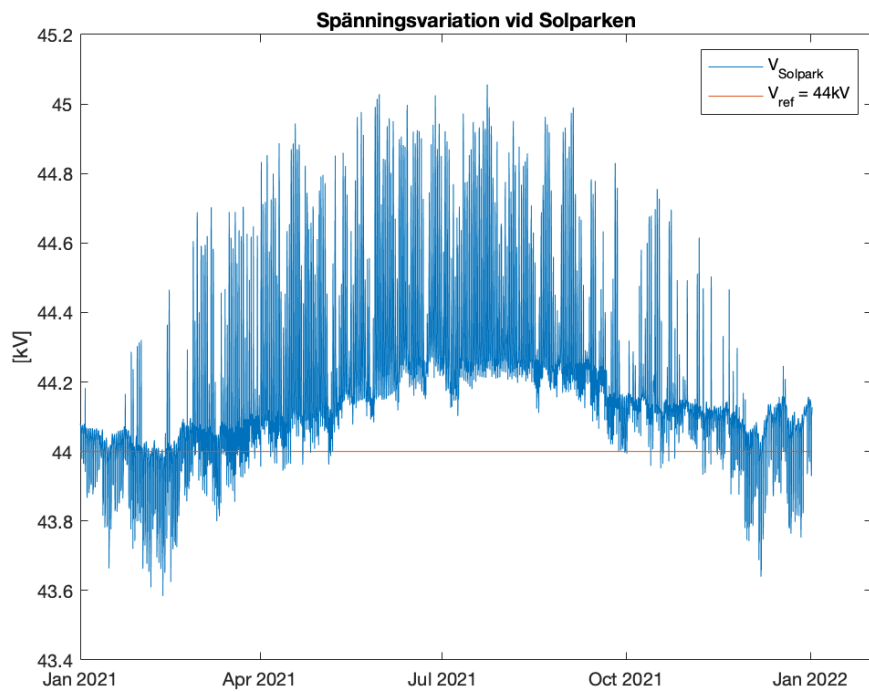
Figur 6.6: Transmissionsvinkel

6.2.2 BT32 till Solpark

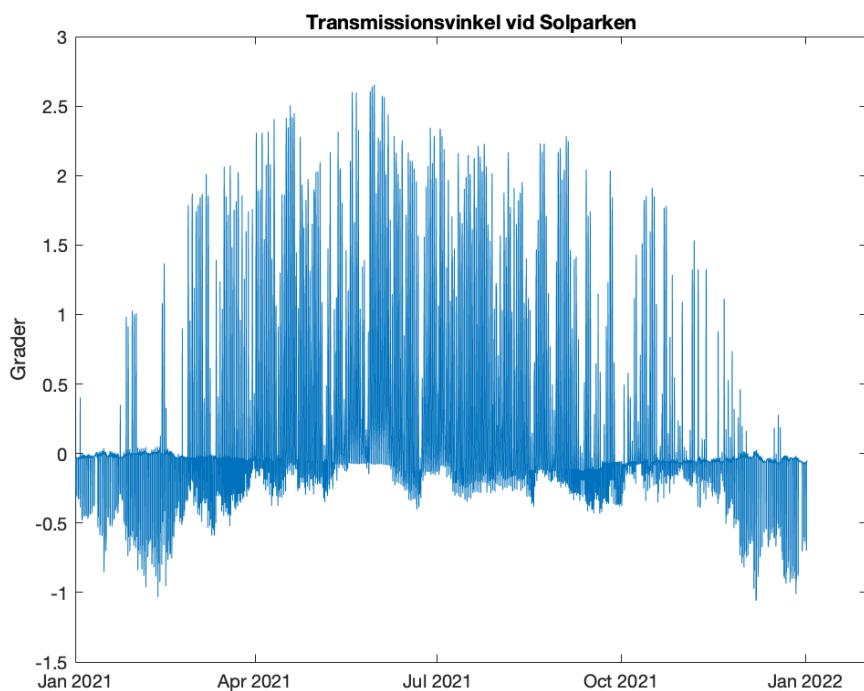
I detta delkapitel presenteras de visuella representationerna mellan punkten BT32 och den installerade solparken. Då solparken producerar aktiv effekt kommer detta att påverka sträckningen i form av högre strömmar samt större spänningsvariationer vilket visualiseras i de kommande graferna. I figur 6.7 är speciellt en extrempunkt värd att beakta vilket är maxvärdet av strömmen. Under en timma i juli går det att från grafen utläsa att den maximala strömmen förväntas bli 278 ampere vilket är ett problem då friledning med en area om 177 mm^2 har en märkström på 270 ampere. Anledningen till de ökade strömmarna på sträckningen beror på att solparken under dygnets ljusa timmar förväntas producera betydligt mer aktiv effekt än vad som konsumeras i lasten vilket leder till ökade exporter av aktiv effekt. I graferna går det att utläsa att det kommer vara stora variationer under dygnets timmar men också över året. Anledningen till både dygnsvariationerna och variationerna över året har att göra med solparkens produktionsprofil vilket är direkt relaterat till när solen belyser anläggningens paneler.



Figur 6.7: Ström mellan BT32 och solparken



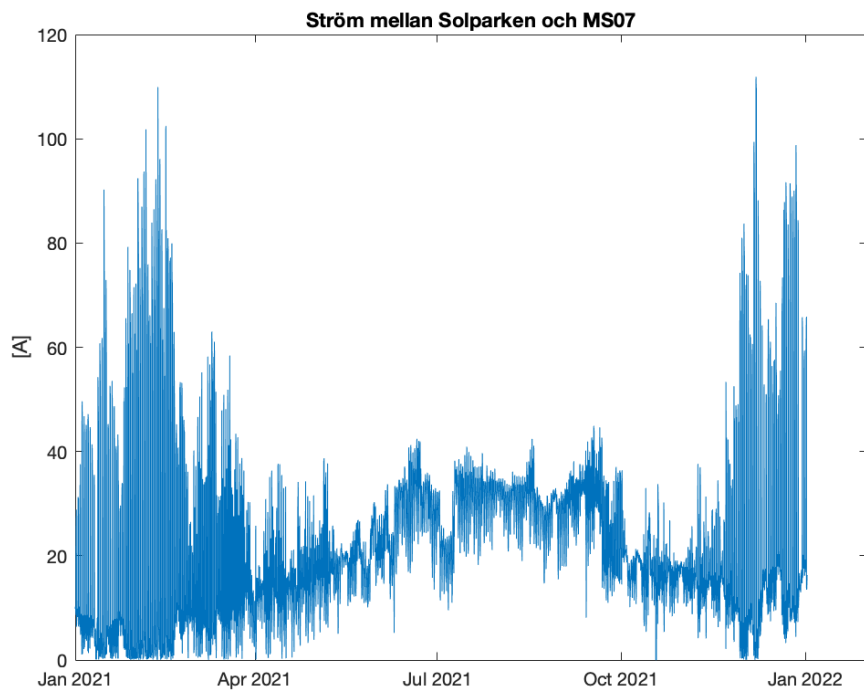
Figur 6.8: Spänningsvariation vid solparken



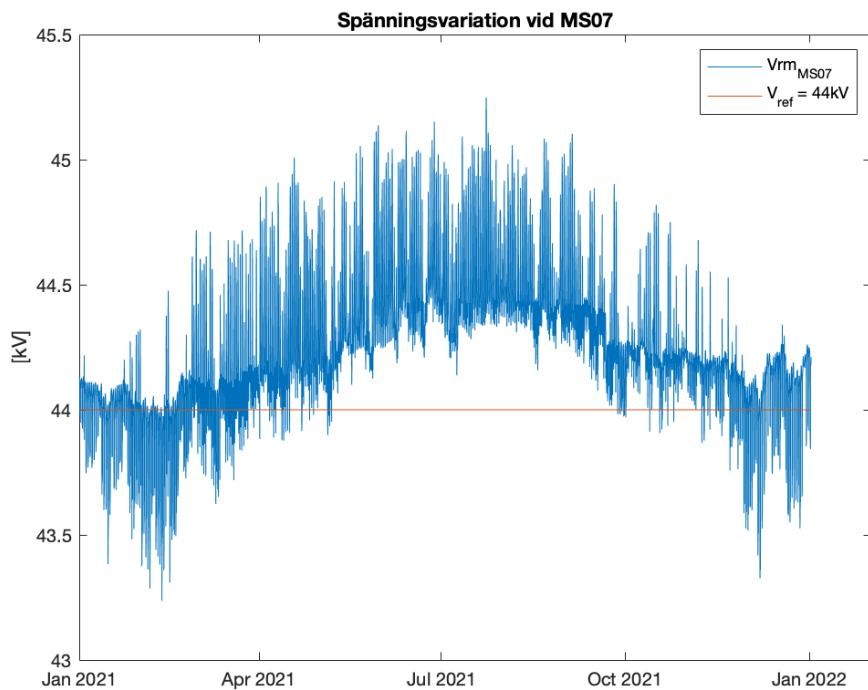
Figur 6.9: Transmissionsvinkel vid solparken

6.2.3 Solpark till MS07

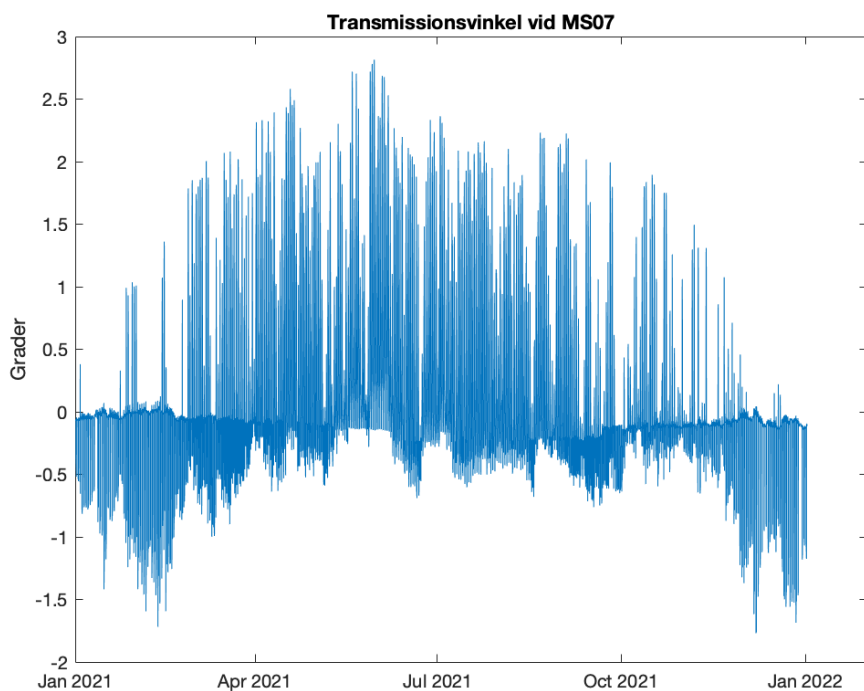
I detta delkapitel presenteras de visuella representationerna mellan solparken och punkten MS07. Då solparken inte har någon inverkan på lastprofilen i MS07 kommer strömmen på sträckan inte att påverkas avsevärt mycket. Den stora förändringen i detta fall är amplituden på den mottagna spänningen i punkten MS07. Anledningen till detta är att solparken kommer att påverka linjens effektfaktor vilket i sin tur har en direkt inverkan på på både spänningens amplitud och transmissionsvinkeln vilket visualiseras i de kommande graferna.



Figur 6.10: Ström mellan solparken och MS07



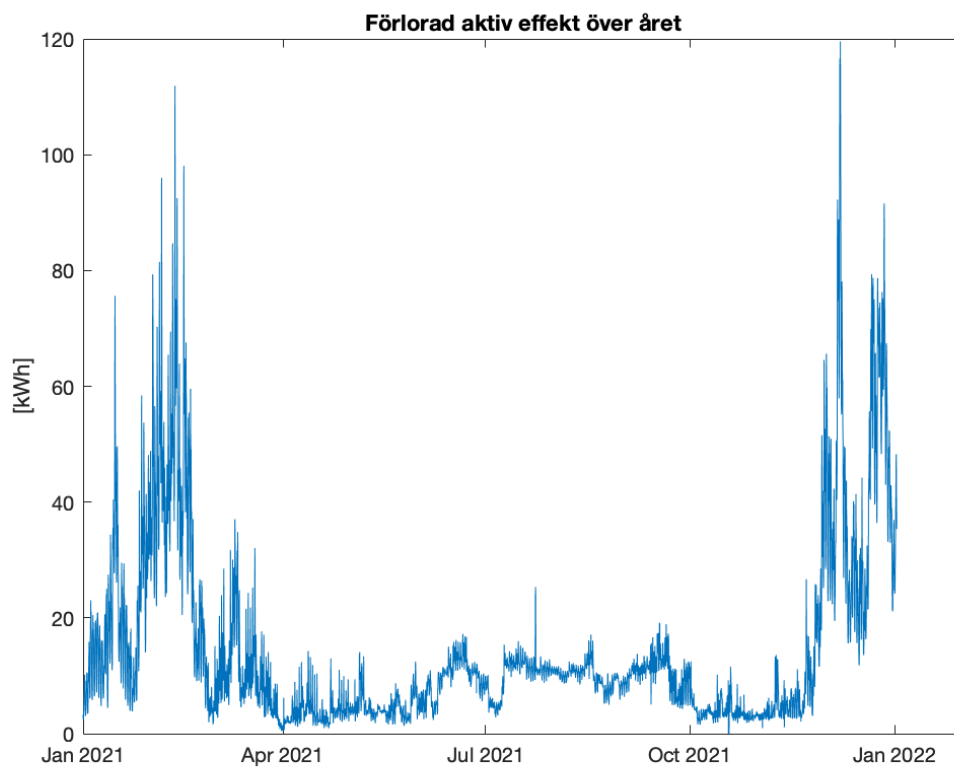
Figur 6.11: Spänningsvariation vid MS07



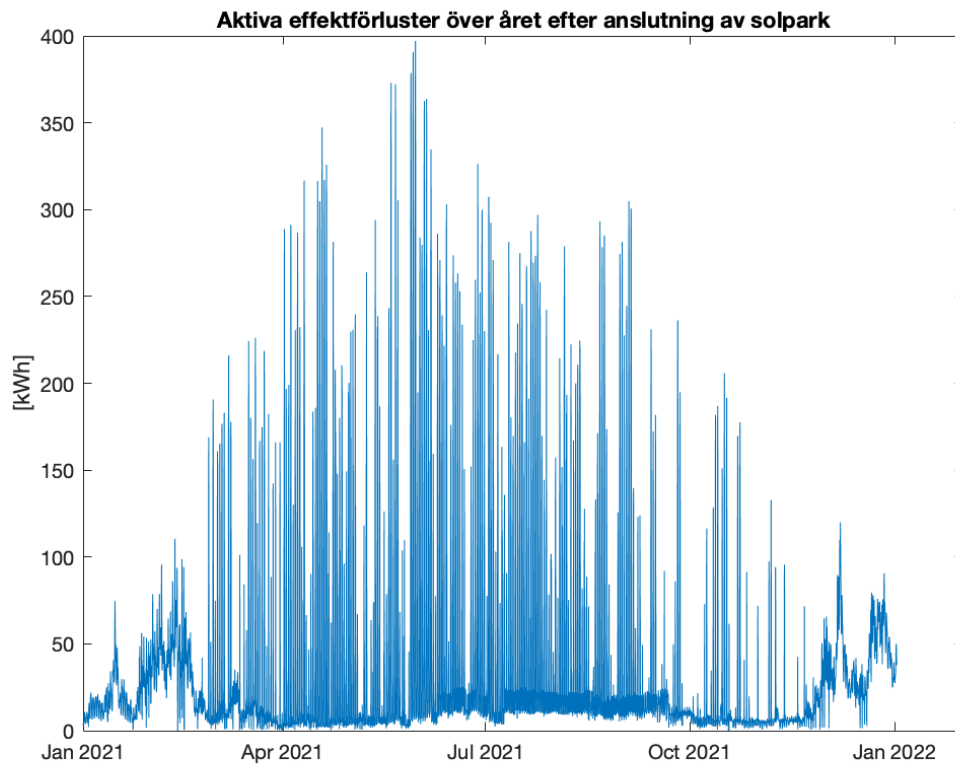
Figur 6.12: Transmissionsvinkel vid MS07

6.3 Aktiva effektförluster

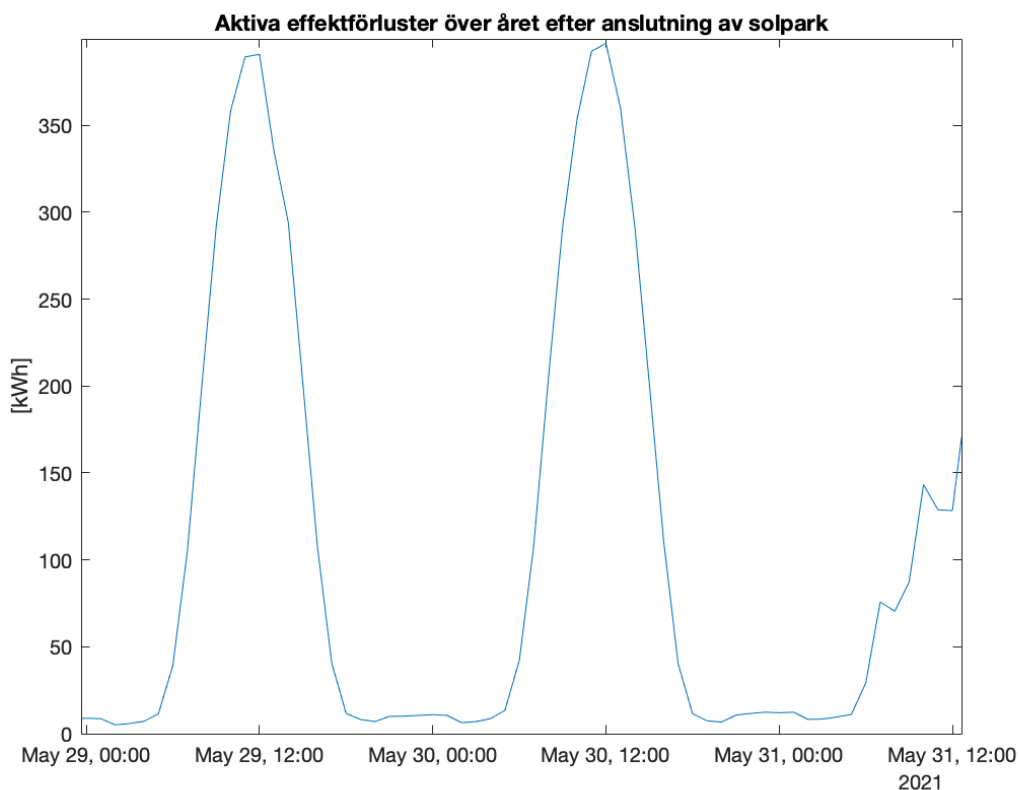
I detta delkapitel presenteras resultatet från beräkningarna som berör de aktiva effektförlusterna. I delkapitlet presenteras två grafer där figur 6.13 visar de aktiva effektförlusterna före anslutning av solparken och figur 6.14 visar de aktiva effektförlusterna efter anslutningen av solparken. I graferna syns en markant förändring av linjens aktiva effektförluster under i huvudsak årets sommarhalvår. Anledningen till detta är att solparkens effektproduktion ökar under sommarhalvåret på grund av den högre ljusintensiteten och skillnaden i dagsljus vilket leder till ökad export av den aktiva effekten till det överliggande nätet. I graferna går det att utläsa att även effektförlusterna följer solparkens produktionsprofil över året men också på dygnsbasis där figur 6.15 förtydligar effektförlusternas variation över dygnet.



Figur 6.13: Aktiva effektförluster över året innan anslutning av solpark



Figur 6.14: Aktiva effektförluster över året efter anslutning av solpark



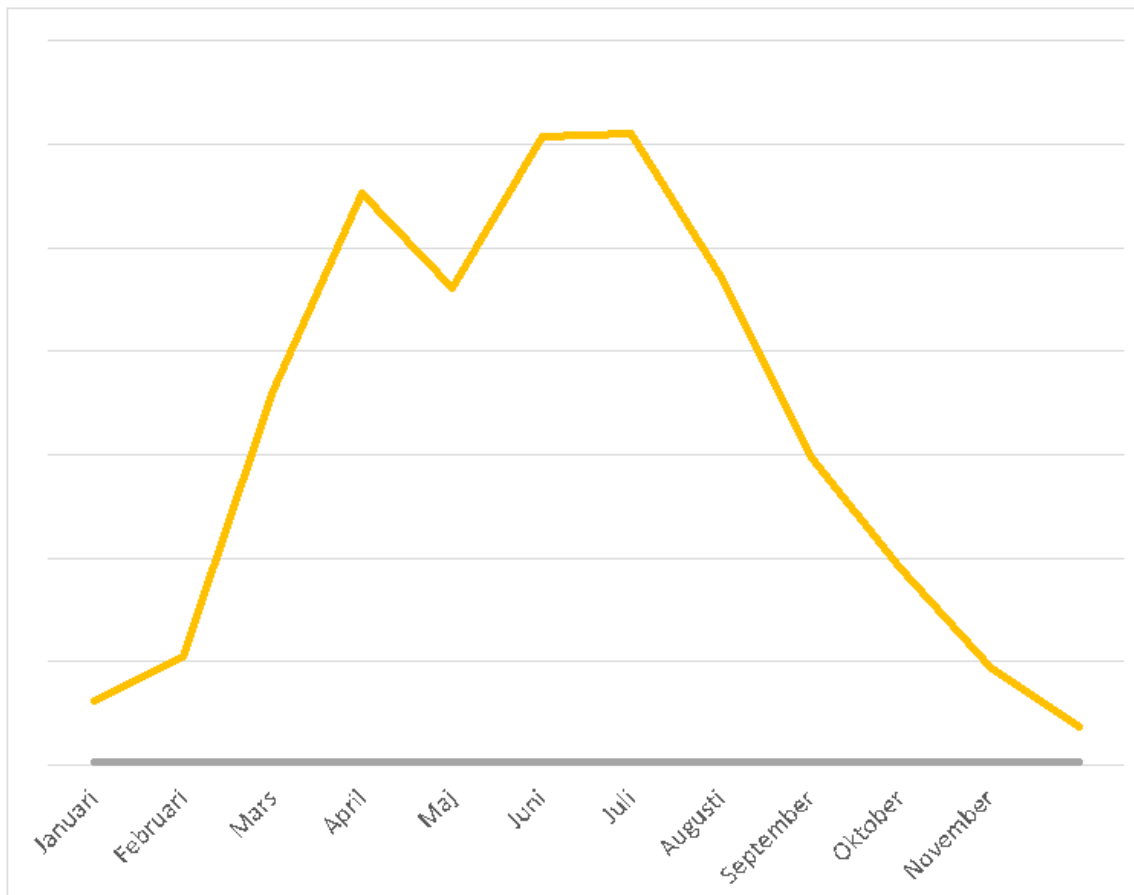
Figur 6.15: Förtydligande av effektförlusterna över dygnet

6.4 Excel

I detta delkapitel presenteras resultatet från beräkning av nätnyttoersättning beskriven i kapitel 5.

6.4.1 Nätnyttoersättningsprofil 2021

Figur 6.16 beskriver nätnyttoersättningen på en månadsbasis under kalenderåret 2021. Ur grafen går det att se att den följer produktionen väl, med det menas att under de månaderna där solparken producerar som mest så är nätnyttoersättning som högst. Minskningen i ersättning som går att avläsa i maj förekommer på grund av ostadigt väder och färre soltimmar under maj 2021 [26].



Figur 6.16: Nätnyttöersättningsprofil under kalenderåret 2021

7

Diskussion och slutsats

I detta kapitel diskuteras projektets resultat, samt lösningar och förslag till detta. Projektet ur ett hållbart och etiskt perspektiv tas också upp.

7.1 Hållbarhet och etiska ståndpunkter

Arbetet har evaluerat hur nyetablering av en förnybar energikälla kommer att påverka det existerande systemet. Anläggningen kan under perioder komma att minska eller eliminera importen av effekt från överliggande nät vilket kan bidra till ett grönnare elnät och minskade förluster. Å andra sidan kommer det under vissa perioder att bidra till ökade förluster i Linde Energis elnät med den positiva följden att man exporterar grön energi till det överliggande nätet.

7.2 Besvarande av frågeställningar och möjliga lösningar

Projektet anses vara lyckat då en evaluering av systemet har lyckats genomföras för att kunna se hur en nyetablering av en solpark med en maxeffekt på 20 MW skulle påverka elnätet. Det har därefter tagits fram en nätnyttoprofil för att se anläggningens inverkan på linjen vilket också gick som planerat.

I det fall som har beaktats påverkas Linde Energis elnät relativt mycket. Den första stora skillnaden kommer att bli de aktiva effektförlusterna som solparken bidrar med, effektförlusterna kommer att variera stort över dygn och årstid på grund av solcellsparkens produktionsprofil i relation till lastens behov. Detta medför också att exporten av aktiv effekt på slingan kommer att öka markant mellan *solparken* och matningspunkten *BT32* vilket leder till ökade aktiva effektförluster. Den ökade exporten kommer därmed också att påverka den ström som går över linjen vilket kan komma att bli nära eller till och med över ledningarnas märksström på sträckningen *solpark* till *BT32*. Den andra väsentliga skillnaden är att solparkens produktion av aktiv effekt kommer att påverka effektfaktorn över linjen vilket bidrar till ökade spänningsvariationer utemed linjens sträckning. En möjlig lösning till de problem som kan komma att uppstå är att det kan bli aktuellt med en avetablering av en stor last i Linde Energis elnät vilket skulle frigöra en parallell friledning mellan matningspunkten *BT32* och punkten *kopplingspunkt*. Detta skulle eliminera risken för överström på sträckningen då det i nuläget är denna sträcka som ledarean i

relation till strömmen kan tänkas bli ett problem under ett fåtal timmar över året.

Slutsatsen som dragits angående utformning av en nätnyttotarif är att varje nyetablering av en producent i elnätet måste ses som ett unikt fall. Därav bör en systemanalys genomföras för varje nyetablerad producent för att därefter kunna beräkna den individuella anläggningens faktiska nätnytt. Detta på grund av att varje anläggning bidrar väldigt olika till den faktiska nätnyttan sätt mot nätet. I dagsläget finns en fast tariff oberoende av den faktiska nätnyttan producenten bidrar med till distributionsnätet vilket ur en ekonomisk synpunkt inte alltid är optimalt för nätägaren då det kan medföra onödiga kostnader. En lösning kan vara att framhäva nätnyttoersättning mer för att uppmåna nyetablering av produktionsanläggningar till en geografiskt gynnsam plats för både producenten och elnätet.

I Linde Energis elnät i dagsläget är den mest attraktiva lösningen en konstant produktion ekvivalent till lastens behov placerad nära lasten. I detta optimala fall skulle därav behovet av att importera effekt vara lika med noll vilket skulle maximera nätnyttan en produktionsanläggning kan bidra med i Linde Energis elnät. Detta sker sällan i praktiken men då blir den geografiska placeringen allt viktigare för att minska de förluster som anläggningen kan tänkas bidra med. Sammanfattningsvis betyder detta att de aspekter som bidrar mest till nätnyttan är produktionsstorlek kontra last, geografisk placering för minskning av nätförluster samt produktionsanläggningens produktionsprofil.

Litteratur

- (1) Svenska kraftnät Pressbild Svenska kraftnät. Fotograf: Tomas Ärlemo
<https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/miljobilder-kartor/>
(hämtad 2022-05-24).
- (2) E.ON Ersättning och avgifter
<https://www.eon.se/el/elnat/salja-el> (hämtad 2022-02-06).
- (3) Werner, A.
Remissvar på Energimarknadsinspektionens Översyn av regelverket för
nätavgifter för mindre produktionsanläggningar (Ei R2021:04)
[https://www.regeringen.se/48feac/contentassets/
b4e9b71c761d4d2db1c031c67f2dafdf/svensk-solenergi.pdf](https://www.regeringen.se/48feac/contentassets/b4e9b71c761d4d2db1c031c67f2dafdf/svensk-solenergi.pdf) (hämtad
2022-02-06).
- (4) Karlström, B., *Kretsanalys*, 2. utg.; Studentlitteratur AB: 2017.
- (5) Chalmers tekniska högskola, *ELTEKNIK*, 1. utg.;
Institutionen för Energi och miljö: 2010.
- (6) Saadat, H., *Power System Analysis*, 1. utg.; McGraw-Hill College: 1999.
- (7) GSES Power Factor and Grid-Connected Photovoltaics
[https://www.gses.com.au/wp-
content/uploads/2016/03/GSES_powerfactor-110316.pdf](https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES_powerfactor-110316.pdf) (hämtad
2022-05-23).
- (8) Svenska kraftnät
Pressbild Svenska kraftnät. TRANSMISSIONSNÄTET FÖR EL 2020
[https://www.svk.se/contentassets/
ebdeed10af72408dab6fad3c591d7922/karta-
transmissionsnatet_2020.pdf](https://www.svk.se/contentassets/ebdeed10af72408dab6fad3c591d7922/karta-transmissionsnatet_2020.pdf) (hämtad 2022-05-24).
- (9) Energimyndigheten Ökning av förnybar elproduktion under 2020
[https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/okning-av-
fornybar-elproduktion-under-2020/](https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/okning-av-fornybar-elproduktion-under-2020/) (hämtad 2022-05-24).
- (10) Svenska kraftnät Sveriges elnät
[https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-
kraftsystemet/sveriges-elnat/](https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/) (hämtad 2022-05-24).
- (11) Engblom, O.; Ueda, M. Representativa testnät för svenska eldistributionsnät
[https://docplayer.se/19089884-Representativa-testnat-for-
svenska-eldistributionsnat-elforsk-rapport-08-42.html](https://docplayer.se/19089884-Representativa-testnat-for-svenska-eldistributionsnat-elforsk-rapport-08-42.html) (hämtad
2022-05-23).
- (12) Singh, A. K. Transposition of Conductors
<https://circuitglobe.com/transposition-of-conductors.html>
(hämtad 2022-05-23).

-
- (13) Vujosevic, I.; Spahic, E.; Rakocevic, D.
i *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*,
2002; vol. 1, 566–569 vol.1.
- (14) Glover, J.; Sarma, M.; Overbye, T.,
Power System Analysis and Design, 5. utg.; Thomson Learning: 2008.
- (15) Harting, C. AC Transmission Line Losses
<http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/harting1/> (hämtad
2022-05-11).
- (16) Infrastrukturdepartementet Ellagen (1997:857)
https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857 (hämtad
2022-03-21).
- (17) Konsumenternas Energimarknadsbyrå Ellagen och solceller <https://www.energimarknadsbyran.se/solceller/konsumentratt/regler-och-beslut/ellagen-och-solceller/> (hämtad 2022-03-21).
- (18) Konsumenternas Energimarknadsbyrå
Normal elförbrukning och elkostnad för villa
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-villa/> (hämtad 2022-03-21).
- (19) Energimarknadsinspektionen
Särskilda-rapporten-teknisk-data-regionnät-2015-2020
<https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter---elnet> (hämtad 2022-03-21).
- (20) Bamigbola, O.; Ali, M.; Oke, M. Mathematical modeling of electric power flow and the minimization of power losses on transmission lines <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0096300314007048> (hämtad 2022-03-21).
- (21) SCB Mest el produceras i Norrland medan mest el används i Västsverige
<https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/energibalanser/kommunal-och-regional-energistatistik/pong/statistiknyhet/kommunal-och-regional-energistatistik/> (hämtad 2022-04-26).
- (22) Ellevio Ert pris för både elanvändning och elproduktion
<https://www.ellevio.se/foretag/om-er-el/forsta-er-elnetskostnad/det-har-betalar-ni-for/ert-pris/> (hämtad
2022-04-26).
- (23) Nilsson, M.; Blomqvist, E.
Ellagens bestämmelser om ersättning vid inmatning av el
<https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb03/1611643285224/Ellagens-best%C3%A4mmelser-om-ers%C3%A4ttning-vid-inmatning-av-el-Ei-PM2020-04.pdf> (hämtad 2022-03-21).
- (24) Miljö- och energidepartementet Kungörelse (1958:558) om elektrisk svagströmslednings anordnande i förhållande till starkströmsledning
<https://www.elsakerhetsverket.se/globalassets/publikationer/>

- handbocker/regelsamling-inom-elsakerhetsområdet.pdf (hämtad 2022-03-21).
- (25) Linde Energi Lokalproducerad solel
<https://www.lindeenergi.se/solel/solhagenitorphyttan.4.3c69ebb7171ac4312eb2b904.html> (hämtad 2022-05-23).
- (26) SMHI Maj 2021 - Kylig inledning och varmt slut
<https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/manadens-vader-och-vatten-sverige/manadens-vader-i-sverige/maj-2021-kylig-inledning-och-varmt-slut-1.171813> (hämtad 2022-05-24).
- (27) Nexans Axclight TTE 36 kV
<https://www.nexans.se/.rest/catalog/v1/product/pdf/21098298-201-05> (hämtad 2022-05-19).

A

Bilaga 1

Svenska Kraftnäts beräknade elförluster i stamnätet 2020 [19].

Tabell A.1: Svenska Kraftnäts beräknade elförluster i stamnätet

Årets nätförluster [MWh]					
2020	2019	2018	2017	2016	2015
3 920 867	3 275 863	3 172 719	3 422 599	3 075 582	3 194 914

B

Bilaga 2

Kabeldata för Nexans kabel Al/Cu 150 mm² [27]

Tabell B.1: Kabeldata för Nexans kabel Al/Cu 150 mm²

Kabeldata Axclight TTE 36 kV	
Ledararea [mm ²]	150
Ledardiameter [mm]	14,1
Induktans, nom. [mH/km]	0,33
Ledarresistans vid 20° C [Ω/km]	0,206

C

Bilaga 3

MATLAB-kod för beräkning av ledningsparametrar. Programmet heter CalcML325.m

```
1 %% Program utvecklat av Filip Granden och Olle Johansson under VT22
2
3 close all
4 clear all
5 clc
6
7
8 %% Variabler
9
10 f = 50; % frekvens, Hz
11 omega = 2*pi*f; % Vinkelfrekvens
12
13 rho_AL = 0.0283*1000; % Materialkonstant, ohm mm2 / km [Krets Analys
    boken]
14
15 length_234 = 10209; % Linjens summerade l"angd f"or arean i meter
16 length_234_km = length_234/1000; % Linjens summerade l"angd f"or
    arean i kilometer
17 length_177 = 3951; % Linjens summerade l"angd f"or arean i meter
18 length_177_km = length_177/1000; % Linjens summerade l"angd f"or
    arean i kilometer
19 length_157 = 6840; % Linjens summerade l"angd f"or arean i meter
20 length_157_km = length_157/1000; % Linjens summerade l"angd f"or
    arean i kilometer
21 length_ALCu = 87; % Linjens summerade l"angd f"or arean i meter
22 length_ALCu_km = length_ALCu/1000; % Linjens summerade l"angd f"or
    arean i kilometer
23 length_tot = length_234 + length_177 + length_157 + length_ALCu;
24 length_tot_km = length_tot/1000;
25 length_177_BT32_Solpark = 3951 / 10^3; % L"angd i km av area 177
26 length_234_BT32_Solpark = 8809 / 10^3; % L"angd i km av area 234
27
28 A_157 = 157; % Ledararea i mm2
29 A_177 = 177; % Ledararea i mm2
```

```

30 A_234 = 234; % Ledararea i mm2
31 A_AlCu = 150; % Ledararea i mm2
32
33
34 radie_157 = 10^-3*(sqrt(A_157/pi)); % Radie f"or ledaren
35 radie_177 = 10^-3*(sqrt(A_177/pi)); % Radie f"or ledaren
36 radie_234 = 10^-3*(sqrt(A_234/pi)); % Radie f"or ledaren
37 radie_AlCu = (14.1*10^-3)/2; % Radie f"or ledaren, Nexans produktblad
    Axclight TTE 36 kV 3x150/25
38
39
40 D = 1.350; % Avst'and friledning enligt Linde Energi, meter
41 %D_pex = 3*radie_AlCu; % Avst'and mellan ledare i Pexkabeln, meter, [
    estimerad]
42
43 %% Ber"akning av induktanser och reaktanser per area
44
45 % Fr'an boken PSA
46 GMD = nthroot(D*D*2*D,3); % Geometric Mean Distance, Antar ledare i "
    linje" (* * *)
47 %GMD_pex = nthroot(D_pex*D_pex*D_pex,3); % Geometric Mean Distance
48
49 % Inga subconductors
50 % Fr'an boken Power System Analysis
51 GMR_Ds_157 = 0.7788*radie_157; % Geometric Mean Radius
52 GMR_Ds_177 = 0.7788*radie_177; % Geometric Mean Radius
53 GMR_Ds_234 = 0.7788*radie_234; % Geometric Mean Radius
54 %GMR_Ds_AlCu = 0.7788*radie_AlCu; % Geometric Mean Radius, [estimerad
    ]
55
56 % Rule of thumb, 0,1 mH/km men f"or h"ogre sp"anningar, 400 kV etc.
57 L_perkm_157 = 10^-3*(0.2*log(GMD/GMR_Ds_157)); % Induktans i H/km
58 L_perkm_177 = 10^-3*(0.2*log(GMD/GMR_Ds_177)); % Induktans i H/km
59 L_perkm_234 = 10^-3*(0.2*log(GMD/GMR_Ds_234)); % Induktans i H/km
60 %L_perkm_AlCu = 10^-3*(0.2*log(GMD_pex/GMR_Ds_AlCu)); % Induktans i H
    /km, [estimerad]
61 L_perkm_AlCu = 0.33*10^-3; % Induktans fr'an nexans produktblad
62
63
64 X_perkm_157 = L_perkm_157 * omega; % Reaktans i ohm/km
65 X_perkm_177 = L_perkm_177 * omega; % Reaktans i ohm/km
66 X_perkm_234 = L_perkm_234 * omega; % Reaktans i ohm/km
67 X_perkm_AlCu = L_perkm_AlCu * omega; % Reaktans i ohm/km
68
69 %% Friledarparametrar 157mm2
70

```

```
71 % R [ohm / km] = Materialkonstant vid 20 C (rho) [ohm * mm2 / km] /  
    Area (A) [mm2]  
72  
73 R_157 = rho_AL / A_157; % ohm / km  
74  
75 R_157_tot = (rho_AL * length_157_km) / A_157; % 157 linjens resistans,  
    [ohm]  
76  
77 X_157_tot = X_perkm_157 * length_157_km; % AlCu linjens reaktans, [  
    ohm]  
78  
79 Z_157_tot_rec = R_157_tot + 1j*X_157_tot; % AlCu linjens impedans p'a  
    rektangul"ar form  
80  
81 Z_157_tot_pol = sqrt((R_157_tot^2)+(X_157_tot^2)); % AlCu linjens  
    impedans p'a pol"ar form  
82  
83 Impedansvinkel_157 = atand(X_157_tot/R_157_tot); % impedansvinkel f"  
    or ledningen i grader  
84  
85 %% Friledarparametrar 177mm2  
86  
87 R_177 = rho_AL / A_177; % ohm / km  
88  
89 R_177_tot = (rho_AL * length_177_km) / A_177; % 177 linjens resistans,  
    [ohm]  
90  
91 X_177_tot = X_perkm_177 * length_177_km; % 177 linjens reaktans, [ohm  
    ]  
92  
93 Z_177_tot_rec = R_177_tot + 1j*X_177_tot; % AlCu linjens impedans p'a  
    rektangul"ar form  
94  
95 Z_177_tot_pol = sqrt((R_177_tot^2)+(X_177_tot^2)); % AlCu linjens  
    impedans p'a pol"ar form  
96  
97 Impedansvinkel_177 = atand(X_177_tot/R_177_tot); % impedansvinkel f"  
    or ledningen i grader  
98  
99 %% Friledarparametrar 234mm2  
100  
101 R_234 = rho_AL / A_234; % ohm / km  
102  
103 R_234_tot = (rho_AL * length_234_km) / A_234; % 234 linjens resistans,  
    [ohm]  
104
```

```
105 X_234_tot = X_perkm_234 * length_234_km; % 234 linjens reaktans, [ohm
    ]
106
107 Z_234_tot_rec = R_234_tot + 1j*X_234_tot; % AlCu linjens impedans p'a
    rektangul"ar form
108
109 Z_234_tot_pol = sqrt((R_234_tot^2)+(X_234_tot^2)); % AlCu linjens
    impedans p'a pol"ar form
110
111 Impedansvinkel_234 = atand(X_234_tot/R_234_tot); % impedansvinkel f"
    or ledningen i grader
112
113 %% Kablage parametrar Al/Cu 150, F"orlag i r"or i mark —> Korr.
    faktor = 0.8
114
115 %R_AlCu = rho_AL / A_AlCu; % ohm / km, [Fr'an ber"akning]
116 R_AlCu = 0.206; % ohm / km fr'an Nexans produktblad vid 20 grader
    celcius
117
118 R_AlCu_tot = R_AlCu * length_AlCu_km; % AlCu linjens resistans, [ohm]
119
120 X_AlCu_tot = X_perkm_AlCu * length_AlCu_km; % AlCu linjens reaktans,
    [ohm]
121
122 Z_AlCu_tot_rec = R_AlCu_tot + 1j*X_AlCu_tot; % AlCu linjens impedans
    p'a rektangul"ar form
123
124 Z_AlCu_tot_pol = sqrt((R_AlCu_tot^2)+(X_AlCu_tot^2)); % AlCu linjens
    impedans p'a pol"ar form
125
126 Impedansvinkel_AlCu = atand(X_AlCu_tot/R_AlCu_tot); % impedansvinkel
    f"or ledningen i grader
127
128 %% ML325 total impedans, Ztot_ML325
129
130 % Ztot = Rtot + jXtot
131
132 R_tot = R_157_tot + R_177_tot + R_234_tot + R_AlCu_tot; % Hela
    linjens totala resistans
133
134 X_tot = X_157_tot + X_177_tot + X_234_tot + X_AlCu_tot; % Hela
    linjens totala reaktans
135
136 Z_tot_rec = R_tot + 1j*X_tot; % Hela linjens totala impedans,
    rektangul"ar form
137
```

```

138 Z_tot_pol = sqrt((R_tot^2)+(X_tot^2)); % Hela linjens totala impedans
    , pol"ar form
139
140 Impedansvinkel_tot = atand(X_tot / R_tot); % Hela linjens totala
    impedansvinkel
141
142
143 %% ML325, Impedans fr'an BT32 till Solpark
144
145 R_BT32_Solpark = (R_177 * length_177_BT32_Solpark) + (R_234 *
    length_234_BT32_Solpark); % Total R till solpark, ohm
146
147 X_BT32_Solpark = (X_perkm_177 * length_177_BT32_Solpark) + (
    X_perkm_234 * length_234_BT32_Solpark); % Total X till solpark,
    ohm
148
149 Z_BT32_Solpark_rec = R_BT32_Solpark + 1j*X_BT32_Solpark; % linjens
    totala impedans till solpark, rektangul"ar form
150
151 Z_BT32_Solpark_pol = sqrt((R_BT32_Solpark)^2 + (X_BT32_Solpark)^2); %
    linjens totala impedans till solpark, pol"ar form
152
153 Impedansvinkel_BT32_Solpark = atand(X_BT32_Solpark / R_BT32_Solpark);
    % linjens impedansvinkel till solpark
154
155 %% Impedans fr'an Solpark till slutpunkt MS07
156
157 Z_Solpark_MS07_rec = (R_tot - R_BT32_Solpark) + 1j*(X_tot -
    X_BT32_Solpark); % linjens totala impedans fr'an solpark,
    rektangul"ar form
158
159 Z_Solpark_MS07_pol = sqrt((R_tot - R_BT32_Solpark)^2 + (X_tot -
    X_BT32_Solpark)^2);
160
161 Impedansvinkel_Solpark_MS07 = atand((X_tot - X_BT32_Solpark) / (R_tot
    - R_BT32_Solpark));

```

D

Bilaga 4

MATLAB-kod för systemanalys på linjen. Programmet heter
AppliceraPSA.m

```
1 %% Program utvecklat av Filip Granden och Olle Johansson under VT22
2
3 close all
4 clear all
5 clc
6
7 CalcML325;
8
9 %% Inh"amtning av data fr'an excel fil 'DataFromLindeTestFile'
10
11 ML325_data = readtable('DataFromLindeTestFile'); % Make sure that you
    have the
12 % Excel file in the same folder as this matlab script
13
14 Datum = ML325_data.Datum; % Ladda in Datum
15 ML325_PIn = ML325_data.Frovi_ML325_40_P_In_S0; % Ladda in P in
16 ML325_PUt = ML325_data.Frovi_ML325_40_P_Ut_S0; % Ladda in P ut
17 ML325_QIn = ML325_data.Frovi_ML325_40_Q_In_S0; % Ladda in Q in
18 ML325_QUt = ML325_data.Frovi_ML325_40_Q_Ut_S0; % Ladda in Q ut
19
20 %% Globala Variabler
21
22 Un = 44000; % Nominell sp"anning "ar 44 kV
23
24 %cosphi = 0.95; % Lastens cosphi, 0,95 efter r'adfr'agning med Linde
    Energi
25
26 %sinphi = sind(acosd(cosphi));
27
28 Sluttal = height(ML325_PIn);
29
30 %% Ber"akning enligt GIVENSS
31 Vsm = 44; %input('Enter sending end line-line voltage kV = ');
32 ds = 0; %input('Enter sending end voltage phase angle (for Ref.
```

```

    enter 0 ) = ');
33 dsrad=ds*pi/180;
34 Vs = Vsm*(cos(dsrad) + 1j*sin(dsrad))/sqrt(3);
35
36 % Till ABCD matrisen d"ar endast B f"or"andras beroende p'a str"
    ackning
37 A = 1;
38 C = 0;
39 D = A;
40
41 % -----Case 1, Ingen solpark installerad-----
42
43 B_case1 = Z_tot_rec;
44 ABCD_case1=[A B_case1; C D];
45
46 % -----Case 2, Import, ingen sol produktion-----
47 B_case2 = Z_BT32_Solpark_rec;
48 ABCD_case2=[A B_case2; C D];
49
50 for i=1: Sluttal
51
52 % -----Case 1, Ingen solpark installerad-----
53 Ps_case1(i) = 10^-3*(ML325_PIn(i) + ML325_PUt(i)); % P i MW
54 Qs_case1(i) = 10^-3*(ML325_QIn(i) + ML325_QUt(i)); % Q i MVA
55
56 Ss_case1(i) = Ps_case1(i) + 1j*Qs_case1(i);
57 Is_case1(i) = conj(Ss_case1(i))/(3*conj(Vs)); % Rec. end current
    kA
58 Ism_case1(i) = abs(Is_case1(i))*1000;
59 angIs_case1(i) = angle(Is_case1(i)); pfs_case1(i) = cos(dsrad -
    angIs_case1(i));
60 angIs_case1(i) = angIs_case1(i)*180/pi;
61 VrIr_case1 = inv(ABCD_case1)*[Vs; Is_case1(i)];
62 Vr_case1(i) = VrIr_case1(1); Ir_case1(i) = VrIr_case1(2);
63 Vrm_case1(i) = abs(Vr_case1(i))*sqrt(3);
64 dr_case1(i) = angle(Vr_case1(i)); drdg_case1(i) = dr_case1(i)
    *180/pi;
65 Irm_case1(i) = abs(Ir_case1(i))*1000;
66 angIr_case1(i) = angle(Ir_case1(i)); pfr(i) = cos(dr_case1(i) -
    angIr_case1(i) );
67 angIr_case1(i) = angIr_case1(i)*180/pi;
68 Sr_case1(i) = 3*Vr_case1(i)*conj(Ir_case1(i)); Pr_case1(i) =
    real(Sr_case1(i)); Qr_case1(i) = imag(Sr_case1(i));
69 Sl_case1(i) = Ss_case1(i) - Sr_case1(i); Pl_case1(i) = real(
    Sl_case1(i)) * 10^3; Ql_case1(i) = imag(Sl_case1(i));
70 Reg_case1(i) = 100*(Vsm/abs(ABCD_case1(1,1)) - Vrm_case1(i))/

```

```

    Vrm_case1(i);
71   Eff_case1(i) = Pr_case1(i)/Ps_case1(i)*100;
72
73   V_send(i) = Vsm;
74   ang_Vsend(i) = 0;
75   ang_trans_case1(i) = ang_Vsend(i) + drdg_case1(i);
76   V_pu_case1(i) = Vrm_case1(i)/Vsm;
77
78
79   %————Case 2, Import, ingen sol produktion
80
81   Ps_case2(i) = 10^-3*(ML325_PIn(i) + ML325_PUt(i));% P i MW
82   Qs_case2(i) = 10^-3*(ML325_QIn(i) + ML325_QUt(i)); % Q i MVA
83
84   Ss_case2(i) = Ps_case2(i) + 1j*Qs_case2(i);
85   Is_case2(i) = conj(Ss_case2(i))/(3*conj(Vs)); % Rec. end current
86   kA
87   Ism_case2(i) = abs(Is_case2(i))*1000;
88   angIs_case2(i) = angle(Is_case2(i)); pfs_case2(i) = cos(dsrad -
89   angIs_case2(i));
90   angIs_case2(i) = angIs_case2(i)*180/pi;
91   VrIr_case2 = inv(ABCD_case2)*[Vs; Is_case2(i)];
92   Vr_case2(i) = VrIr_case2(1); Ir_case2(i) = VrIr_case2(2);
93   Vrm_case2(i) = abs(Vr_case2(i))*sqrt(3);
94   dr_case2(i) = angle(Vr_case2(i)); drdg_case2(i) = dr_case2(i)
95   *180/pi;
96   Irm_case2(i) = abs(Ir_case2(i))*1000;
97   angIr_case2(i) = angle(Ir_case2(i)); pfr(i) = cos(dr_case2(i) -
98   angIr_case2(i) );
99   angIr_case2(i) = angIr_case2(i)*180/pi;
100  Sr_case2(i) = 3*Vr_case2(i)*conj(Ir_case2(i)); Pr_case2(i) =
101  real(Sr_case2(i)); Qr_case2(i) = imag(Sr_case2(i));
102  Sl_case2(i) = Ss_case2(i) - Sr_case2(i); Pl_case2(i) = real(
103  Sl_case2(i)) * 10^3; Ql_case2(i) = imag(Sl_case2(i));
104  Reg_case2(i) = 100*(Vsm/abs(ABCD_case2(1,1)) - Vrm_case2(i))/
105  Vrm_case2(i);
106  Eff_case2(i) = Pr_case2(i)/Ps_case2(i)*100;
107
108  V_send(i) = Vsm;
109  ang_Vsend(i) = 0;
110  ang_trans_case2(i) = ang_Vsend(i) + drdg_case2(i);
111  V_pu_case2(i) = Vrm_case2(i)/Vsm;
112
113  end
114
115  %% PV data fr'an Solhagen Linde Energi

```

```

108
109 Solhagen_Data = readtable('DataSolhagen.xlsx'); % Make sure that you
      have the
110 % Excel file in the same folder as this matlab script
111
112 P_Solhagen = Solhagen_Data.Effekt;
113
114 for k=1: Sluttal
115
116     PV_P(k) = ((P_Solhagen(k) * 10^3) / (450 * 10^3)) * 20 * 10^6; %
      Omskalning fr'an 450 kW till 20 MW
117
118 end
119 %% P med solpark
120
121 for l=1: Sluttal
122
123     % Case 2 ----- Om man importerar och ingen sol produceras
      -----
124     if (((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l)) > 0) && (PV_P(l) == 0))
125         P_import(l) = (ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3;
126         P_import(l) = P_import(l) / 10^3;
127         P_MS07_Solpark(l) = 0;
128         P_export(l) = 0;
129         P_Solpark_BT32(l) = 0;
130         P_Solpark_MS07(l) = 0;
131
132
133     % Case 3 ----- Om mer sol produceras "an import -> export
      -----
134     elseif (((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l)) > 0) && (PV_P(l) > 0))
135
136         P_import(l) = ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3) - (PV_P(l)
      + (PL_case2(l) * 10^3));
137         % Effekt importerad fr'an BT32
138         % Den "nya" importen efter solparken effektp'al"agg
139
140         if (P_import(l) < 0) % om import < 0, dvs. att det
      exporterar
141             P_export(l) = P_import(l) + (PL_case2(l) * 10^3); % ref
      BT32 -[?]-
142             P_import(l) = 0;
143             %PL_Import(l) = 0; % inga f"
      orluster d'a "import" = 0
144             P_Solpark_MS07(l) = (ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l) -
      PL_case2(l))*10^3;

```

```

145     % lastens tidigare behov
146
147     P_Solpark_BT32(l) = P_export(l); % Export fr'an solpark
        till BT32
148     P_MS07_Solpark(l) = 0;
149
150     else % (P_import >= 0), import och sol g'
        ar till MS07
151     P_export(l) = 0;
152     P_Solpark_MS07(l) = (P_import(l) + PV_P(l)); % BT32 till
        Solpark = P_import
153     P_Solpark_BT32(l) = 0;
154     P_MS07_Solpark(l) = 0;
155
156     end
157
158     P_import(l) = P_import(l) / 10^3;
159     P_export(l) = P_export(l) / 10^3;
160     P_Solpark_MS07(l) = P_Solpark_MS07(l) / 10^3;
161     P_Solpark_BT32(l) = P_Solpark_BT32(l) / 10^3;
162
163     elseif (((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l)) < 0) && (PV_P(l) == 0))
164     % Redan export utan solpark, ingen sol produceras
165     P_export(l) = ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3);
166     P_MS07_Solpark(l) = 0;
167     P_import(l) = 0;
168     P_Solpark_BT32(l) = 0;
169     P_Solpark_MS07(l) = 0;
170     P_export(l) = P_export(l) / 10^3;
171
172     elseif ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l)) < 0 && (PV_P(l) > 0)) %
        Redan export utan solpark
173
174     % Hela str"ackan = ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3)
175     % Sol till BT32 = ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3) -
        PV_P(l))
176
177     P_export(l) = (((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3) - PV_P(l)
        ); % Effekt exporterad i BT32
178     P_import(l) = 0;
179     P_Solpark_BT32(l) = (-PV_P(l));
180     P_MS07_Solpark(l) = ((ML325_PIn(l) + ML325_PUt(l))*10^3);
181
182     P_Solpark_BT32(l) = P_Solpark_BT32(l) / 10^3;
183     P_export(l) = P_export(l) / 10^3;
184     P_MS07_Solpark(l) = P_MS07_Solpark(l) /10^3;

```

```

185     end
186
187 end
188
189 for m=1: Sluttal
190     if (P_export(m) > 0)
191         P_import(m) = P_export(m);
192         P_export(m) = 0;
193     end
194 end
195
196
197 %% ABCD matriser f"or olika str"ackningar
198 B_tot = Z_tot_rec;
199 ABCD_tot = [A B_tot; C D];
200
201 B_BT32_Solpark = Z_BT32_Solpark_rec;
202 ABCD_BT32_Solpark = [A B_BT32_Solpark; C D];
203
204 B_Solpark_MS07 = Z_Solpark_MS07_rec;
205 ABCD_Solpark_MS07 = [A B_Solpark_MS07; C D];
206
207
208
209 for j=1: Sluttal
210
211     % Start: Om export eller import d'a solproduktion "ar noll
212     if ((P_import(j) > 0) && (PV_P(j) == 0) || (P_export(j) < 0) && (
        PV_P(j) == 0))
213
214         Ps_BT32_Sol(j) = 0;% P i MW
215         Ps_Sol_MS07(j) = 0;% P i MW
216
217         if ((P_import(j) > 0) && (PV_P(j) == 0))
218
219             Ps_Sol(j) = 10-3*(P_import(j));% P i MW
220             ABCD_Sol = ABCD_tot;
221
222         elseif ((P_export(j) < 0) && (PV_P(j) == 0))
223             Ps_Sol(j) = 10-3*(P_export(j));% P i MW
224             ABCD_Sol = ABCD_tot;
225
226         end
227
228
229     %Ps_Sol(j) = 10-3*(ML325_PIn(j) + ML325_PUt(j));% P i MW

```

```

230     Qs_Sol(j) = 10^-3*(ML325_QIn(j) + ML325_QuT(j)); % Q i MVA
231
232     Ss_Sol(j) = Ps_Sol(j) + 1j*Qs_Sol(j);
233     Is_Sol(j) = conj(Ss_Sol(j))/(3*conj(Vs)); % str"om, kA
234     Ism_Sol(j) = abs(Is_Sol(j))*1000;
235     angIs_Sol(j) = angle(Is_Sol(j));
236     pfs_Sol(j) = cos(dsrad - angIs_Sol(j));
237     angIs_Sol(j) = angIs_Sol(j)*180/pi;
238     VrIr_Sol = inv(ABCD_Sol)*[Vs; Is_Sol(j)];
239     Vr_Sol(j) = VrIr_Sol(1);
240     Ir_Sol(j) = VrIr_Sol(2);
241     Vrm_Sol(j) = abs(Vr_Sol(j))*sqrt(3);
242     dr_Sol(j) = angle(Vr_Sol(j));
243     drdg_Sol(j) = dr_Sol(j)*180/pi;
244     Irm_Sol(j) = abs(Ir_Sol(j))*1000;
245     angIr_Sol(j) = angle(Ir_Sol(j));
246     pfr(j) = cos(dr_Sol(j) - angIr_Sol(j) );
247     angIr_Sol(j) = angIr_Sol(j)*180/pi;
248     Sr_Sol(j) = 3*Vr_Sol(j)*conj(Ir_Sol(j));
249     Pr_Sol(j) = real(Sr_Sol(j));
250     Qr_Sol(j) = imag(Sr_Sol(j));
251     Sl_Sol(j) = Ss_Sol(j) - Sr_Sol(j);
252     Pl_Sol(j) = real(Sl_Sol(j)) * 10^3;
253     Ql_Sol(j) = imag(Sl_Sol(j));
254     Reg_Sol(j) = 100*(Vsm/abs(ABCD_Sol(1,1)) - Vrm_Sol(j))/
        Vrm_Sol(j);
255     Eff_Sol(j) = Pr_Sol(j)/Ps_Sol(j)*100;
256
257     V_send(j) = Vsm;
258     ang_Vsend(j) = 0;
259     ang_trans_Sol(j) = ang_Vsend(j) + drdg_Sol(j);
260     V_pu_Sol(j) = Vrm_Sol(j)/Vsm;
261     % Slut: 0m export eller import d'a solproduktion "ar noll
262
263     % Start: 0m import samt solproduktion > 0
264     elseif ((P_import(j) > 0) && (PV_P(j) > 0))
265
266     %-----BT32-Solpark-----
267     Ps_BT32_Sol(j) = 10^-3*(P_import(j));% P i MW
268     ABCD_BT32_Sol = ABCD_BT32_Solpark;
269
270     %Ps_Sol_MS07(j) = 10^-3*((P_import(j) - Pl_BT32_Sol(j)) + (
        PV_P(j) * 10^-3));% P i MW
271     Ps_Sol_MS07(j) = 10^-3*((P_import(j)) + (PV_P(j) * 10^-3));%
        P i MW
272     ABCD_Sol_MS07 = ABCD_Solpark_MS07;

```

```

273
274
275
276
277 %—————Slut: 0m import samt solproduktion > 0—————
278
279 %—————Start: 0m export samt solproduktion > 0—————
280
281 elseif ((P_export(j) < 0) && PV_P(j) > 0 )
282
283
284 %—————BT32 Solpark—————
285 Ps_BT32_Sol(j) = 10-3*(P_export(j));% P i MW
286 ABCD_BT32_Sol = ABCD_BT32_Solpark;
287 Ps_Sol_MS07(j) = 10-3*(P_MS07_Solpark(j));% P i MW
288 ABCD_Sol_MS07 = ABCD_Solpark_MS07;
289
290
291
292
293 %—————Slut: 0m export samt solproduktion > 0—————
294 elseif ((P_import(j) ==0 && P_export(j) == 0) || P_export(j) > 0)
295 Ps_BT32_Sol(j) = 0;
296 Ps_Sol_MS07(j) = 0;
297 end
298
299
300 end
301 j = 0;
302 disp(j);
303
304 for j=1: Sluttal
305
306 %Ps_BT32_Sol(j) =10-3*(ML325_PIn(j) + ML325_PUt(j));% P i
MW
307 Qs_BT32_Sol(j) = 10-3*(ML325_QIn(j) + ML325_QUt(j)); % Q i
MVAr
308
309 Ss_BT32_Sol(j) = Ps_BT32_Sol(j) + 1j*Qs_BT32_Sol(j);
310 Is_BT32_Sol(j) = conj(Ss_BT32_Sol(j))/(3*conj(Vs)); % kA
311 Ism_BT32_Sol(j) = abs(Is_BT32_Sol(j))*1000;
312 angIs_BT32_Sol(j) = angle(Is_BT32_Sol(j));
313 pfs_BT32_Sol(j) = cos(dsrad - angIs_BT32_Sol(j));
314 angIs_BT32_Sol(j) = angIs_BT32_Sol(j)*180/pi;
315 VrIr_BT32_Sol = inv(ABCD_BT32_Sol)*[Vs; Is_BT32_Sol(j)];
316 Vr_BT32_Sol(j) = VrIr_BT32_Sol(1);

```

```

317 Ir_BT32_Sol(j) = VrIr_BT32_Sol(2);
318 Vrm_BT32_Sol(j) = abs(Vr_BT32_Sol(j))*sqrt(3);
319 dr_BT32_Sol(j) = angle(Vr_BT32_Sol(j));
320 drdg_BT32_Sol(j) = dr_BT32_Sol(j)*180/pi;
321 Irm_BT32_Sol(j) = abs(Ir_BT32_Sol(j))*1000;
322 angIr_BT32_Sol(j) = angle(Ir_BT32_Sol(j));
323 pfr(j) = cos(dr_BT32_Sol(j) - angIr_BT32_Sol(j) );
324 angIr_BT32_Sol(j) = angIr_BT32_Sol(j)*180/pi;
325 Sr_BT32_Sol(j) = 3*Vr_BT32_Sol(j)*conj(Ir_BT32_Sol(j));
326 Pr_BT32_Sol(j) = real(Sr_BT32_Sol(j));
327 Qr_BT32_Sol(j) = imag(Sr_BT32_Sol(j));
328 Sl_BT32_Sol(j) = Ss_BT32_Sol(j) - Sr_BT32_Sol(j);
329 Pl_BT32_Sol(j) = real(Sl_BT32_Sol(j)) * 10^3;
330 Ql_BT32_Sol(j) = imag(Sl_BT32_Sol(j));
331 Reg_BT32_Sol(j) = 100*(Vsm/abs(ABCD_BT32_Sol(1,1)) -
    Vrm_BT32_Sol(j))/Vrm_BT32_Sol(j);
332 Eff_BT32_Sol(j) = Pr_BT32_Sol(j)/Ps_BT32_Sol(j)*100;
333
334 V_send(j) = Vsm;
335 ang_Vsend(j) = 0;
336 ang_trans_BT32_Sol(j) = ang_Vsend(j) + drdg_BT32_Sol(j);
337 V_pu_BT32_Sol(j) = Vrm_BT32_Sol(j)/Vsm;
338
339 %-----Solpark MS07-----
340 Vsm_Sol_MS07(j) = Vrm_BT32_Sol(j); % Sp"anning i kV
341 ds_Sol_MS07(j) = drdg_BT32_Sol(j); % S"andar"andens sp"
    anningsvinkel vinkel
342 dsrad_Sol_MS07(j)=ds_Sol_MS07(j)*pi/180;
343 Vs_Sol_MS07(j) = Vsm_Sol_MS07(j)*(cos(dsrad_Sol_MS07(j)) + 1j
    *sin(dsrad_Sol_MS07(j)))/sqrt(3);
344
345
346
347
348 %Ps_Sol_MS07(j) = 10^-3*(ML325_PIn(j) + ML325_PUt(j)); % P i
    MW
349 Qs_Sol_MS07(j) = 10^-3*(ML325_QIn(j) + ML325_QUt(j)) +
    Ql_BT32_Sol(j); % Q i MVAr
350
351 Ss_Sol_MS07(j) = Ps_Sol_MS07(j) + 1j*Qs_Sol_MS07(j);
352 Is_Sol_MS07(j) = conj(Ss_Sol_MS07(j))/(3*conj(Vs_Sol_MS07(j))
    ); % kA
353 Ism_Sol_MS07(j) = abs(Is_Sol_MS07(j))*1000;
354 angIs_Sol_MS07(j) = angle(Is_Sol_MS07(j));
355 pfs_Sol_MS07(j) = cos(dsrad_Sol_MS07(j) - angIs_Sol_MS07(j));
356 angIs_Sol_MS07(j) = angIs_Sol_MS07(j)*180/pi;

```

```

357     VrIr_Sol_MS07 = inv(ABCD_Sol_MS07)*[Vs_Sol_MS07(j);
        Is_Sol_MS07(j)];
358     Vr_Sol_MS07(j) = VrIr_Sol_MS07(1);
359     Ir_Sol_MS07(j) = VrIr_Sol_MS07(2);
360     Vrm_Sol_MS07(j) = abs(Vr_Sol_MS07(j))*sqrt(3);
361     dr_Sol_MS07(j) = angle(Vr_Sol_MS07(j));
362     drdg_Sol_MS07(j) = dr_Sol_MS07(j)*180/pi;
363     Irm_Sol_MS07(j) = abs(Ir_Sol_MS07(j))*1000;
364     angIr_Sol_MS07(j) = angle(Ir_Sol_MS07(j));
365     pfr(j) = cos(dr_Sol_MS07(j) - angIr_Sol_MS07(j) );
366     angIr_Sol_MS07(j) = angIr_Sol_MS07(j)*180/pi;
367     Sr_Sol_MS07(j) = 3*Vr_Sol_MS07(j)*conj(Ir_Sol_MS07(j));
368     Pr_Sol_MS07(j) = real(Sr_Sol_MS07(j));
369     Qr_Sol_MS07(j) = imag(Sr_Sol_MS07(j));
370     Sl_Sol_MS07(j) = Ss_Sol_MS07(j) - Sr_Sol_MS07(j);
371     Pl_Sol_MS07(j) = real(Sl_Sol_MS07(j)) * 10^3;
372     Ql_Sol_MS07(j) = imag(Sl_Sol_MS07(j));
373     Reg_Sol_MS07(j) = 100*(Vsm_Sol_MS07(j)/abs(ABCD_Sol_MS07(1,1)
        ) - Vrm_Sol_MS07(j))/Vrm_Sol_MS07(j);
374     Eff_Sol_MS07(j) = Pr_Sol_MS07(j)/Ps_Sol_MS07(j)*100;
375
376     V_send_Sol_MS07(j) = Vsm_Sol_MS07(j);
377     ang_Vsend_Sol_MS07(j) = ds_Sol_MS07(j) ;
378     ang_trans_Sol_MS07(j) = ang_Vsend_Sol_MS07(j) + drdg_Sol_MS07
        (j);
379     V_pu_Sol_MS07(j) = Vrm_Sol_MS07(j)/Vsm_Sol_MS07(j);
380
381 end
382
383 j = 0;
384 for j=1: Sluttal
385
386     Pl_tot(j) = Pl_Sol(j) + Pl_BT32_Sol(j) + Pl_Sol_MS07(j);
387     Ql_tot(j) = (Ql_Sol(j) + Ql_BT32_Sol(j) + Ql_Sol_MS07(j)) * 10^3;
388     Vl_tot(j) = (Vrm_Sol_MS07(j) + Vrm_BT32_Sol(j))/2;
389     Vref(j) = 44;
390
391     if (Vrm_Sol(j) == 0)
392         Vrm_Sol(j) = 44;
393     end
394 end
395
396 %% Utskrift av variabler till metod 2020
397
398 YearOfPrinting = 2021;
399

```

```
400 Em = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];           % Produktionsanl"agningens
      producerade energi per m'asad
401
402 k = 0;
403 for k=1: Sluttal
404
405     if (year(Datum(k)) == YearOfPrinting)
406
407         Eha(k) = PV_P(k) / 10^3; % Produktionsanl"agningens producerade
            energi per timme
408
409     end
410
411
412     if ((month(Datum(k)) == 1) && (year(Datum(k)) == YearOfPrinting))
            % om m'asad "ar X summmera energin f"or att f'a energi
            per m'asad X
413         Em(1) = Em(1) + Eha(k);
414     elseif ((month(Datum(k)) == 2) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
415         Em(2) = Em(2) + Eha(k);
416     elseif ((month(Datum(k)) == 3) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
417         Em(3) = Em(3) + Eha(k);
418     elseif ((month(Datum(k)) == 4) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att f
            'a energi per m'asad X
419         Em(4) = Em(4) + Eha(k);
420     elseif ((month(Datum(k)) == 5) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
421         Em(5) = Em(5) + Eha(k);
422     elseif ((month(Datum(k)) == 6) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
423         Em(6) = Em(6) + Eha(k);
424     elseif ((month(Datum(k)) == 7) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
425         Em(7) = Em(7) + Eha(k);
426     elseif ((month(Datum(k)) == 8) && (year(Datum(k)) ==
            YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
            f'a energi per m'asad X
427         Em(8) = Em(8) + Eha(k);
```

```

428 elseif ((month(Datum(k)) == 9) && (year(Datum(k)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
429     Em(9) = Em(9) + Eha(k);
430 elseif ((month(Datum(k)) == 10) && (year(Datum(k)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
431     Em(10) = Em(10) + Eha(k);
432 elseif ((month(Datum(k)) == 11) && (year(Datum(k)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
433     Em(11) = Em(11) + Eha(k);
434 elseif ((month(Datum(k)) == 12) && (year(Datum(k)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
435     Em(12) = Em(12) + Eha(k);
436 end
437
438 end
439
440 Ef = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]; % F"orlustenergi per m'asad
441 Euttag = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]; % Uttagen energi fr'an "
      overliggande n" a per m'asad
442
443 n = 0;
444
445 for n=1: Sluttal
446
447     %-----Summera m'asadens totala f"orluster Ef
      -----
448
449     if ((month(Datum(n)) == 1) && (year(Datum(n)) == YearOfPrinting))
      % om m'asad "ar X summera energin f"or att f'a energi
      per m'asad X
450         Ef(1) = Ef(1) + PL_tot(n);
451     elseif ((month(Datum(n)) == 2) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
452         Ef(2) = Ef(2) + PL_tot(n);
453     elseif ((month(Datum(n)) == 3) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
454         Ef(3) = Ef(3) + PL_tot(n);
455     elseif ((month(Datum(n)) == 4) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X

```

```
456     Ef(4) = Ef(4) + PL_tot(n);
457 elseif ((month(Datum(n)) == 5) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
458     Ef(5) = Ef(5) + PL_tot(n);
459 elseif ((month(Datum(n)) == 6) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
460     Ef(6) = Ef(6) + PL_tot(n);
461 elseif ((month(Datum(n)) == 7) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
462     Ef(7) = Ef(7) + PL_tot(n);
463 elseif ((month(Datum(n)) == 8) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
464     Ef(8) = Ef(8) + PL_tot(n);
465 elseif ((month(Datum(n)) == 9) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
466     Ef(9) = Ef(9) + PL_tot(n);
467 elseif ((month(Datum(n)) == 10) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
468     Ef(10) = Ef(10) + PL_tot(n);
469 elseif ((month(Datum(n)) == 11) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
470     Ef(11) = Ef(11) + PL_tot(n);
471 elseif ((month(Datum(n)) == 12) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att f
      'a energi per m'asad X
472     Ef(12) = Ef(12) + PL_tot(n);
473 end
474
475 %-----Summera m'asadens totala uttaga effekt
      fr'an ovanliggande n"at-----
476
477 if ((month(Datum(n)) == 1) && (year(Datum(n)) == YearOfPrinting))
      % om m'asad "ar X summera energin f"or att f'a energi
      per m'asad X
478     Euttag(1) = Euttag(1) + P_import(n);
479 elseif ((month(Datum(n)) == 2) && (year(Datum(n)) ==
      YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summera energin f"or att
      f'a energi per m'asad X
480     Euttag(2) = Euttag(2) + P_import(n);
```

```
481 elseif ((month(Datum(n)) == 3) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
482     Euttag(3) = Euttag(3) + P_import(n);
483 elseif ((month(Datum(n)) == 4) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
484     Euttag(4) = Euttag(4) + P_import(n);
485 elseif ((month(Datum(n)) == 5) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
486     Euttag(5) = Euttag(5) + P_import(n);
487 elseif ((month(Datum(n)) == 6) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
488     Euttag(6) = Euttag(6) + P_import(n);
489 elseif ((month(Datum(n)) == 7) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
490     Euttag(7) = Euttag(7) + P_import(n);
491 elseif ((month(Datum(n)) == 8) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
492     Euttag(8) = Euttag(8) + P_import(n);
493 elseif ((month(Datum(n)) == 9) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att
    f'a energi per m'asad X
494     Euttag(9) = Euttag(9) + P_import(n);
495 elseif ((month(Datum(n)) == 10) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att f
    'a energi per m'asad X
496     Euttag(10) = Euttag(10) + P_import(n);
497 elseif ((month(Datum(n)) == 11) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att f
    'a energi per m'asad X
498     Euttag(11) = Euttag(11) + P_import(n);
499 elseif ((month(Datum(n)) == 12) && (year(Datum(n)) ==
    YearOfPrinting)) % om m'asad "ar X summmera energin f"or att f
    'a energi per m'asad X
500     Euttag(12) = Euttag(12) + P_import(n);
501 end
502
503 end
504
505 %% Skriva ut v'arden fr'an arrays i matlab till excel
506 SkrivaTillExcel = 0;
```

```
507
508 if (SkrivaTillExcel == 1)
509     writematrix(transpose(Eha), 'testmedexcel.xlsx', 'Sheet', 'Blad1',
510                 'Range', 'A1');    % 'testmedexcel.xlsx' ers"atts med namnet
                                     p'a excelfilen matlab ska skriva till
511     writematrix(transpose(Em), 'testmedexcel.xlsx', 'Sheet', 'Blad1',
512                 'Range', 'B1');    % 'testmedexcel.xlsx' ers"atts med namnet
                                     p'a excelfilen matlab ska skriva till
513     writematrix(transpose(Ef), 'testmedexcel.xlsx', 'Sheet', 'Blad1',
514                 'Range', 'C1');    % 'testmedexcel.xlsx' ers"atts med namnet
                                     p'a excelfilen matlab ska skriva till
515     writematrix(transpose(Euttag), 'testmedexcel.xlsx', 'Sheet', '
516                 Blad1', 'Range', 'D1'); % 'testmedexcel.xlsx' ers"atts med
                                     namnet p'a excelfilen matlab ska skriva till
517 end
```

E

Bilaga 5

MATLAB-kod för plottning av funktioner i matlabkoden
AppliceraPSA. Programmet heter Plots.m

```
1 %% Program utvecklat av Filip Granden och Olle Johansson under VT22
2
3 close all
4
5 %% Kalla p'a program f"or att plotta
6 AppliceraPSA;
7
8 %% Plots
9
10 % Vill du plotta? Om 'Plotta' = 1, JA. Om 'Plotta' = 0, Nej, Om '
    Plotta =
11 % 2, plotta testplottar
12 Plotta = 1;
13
14 if(Plotta == 2)
15
16
17
18 end
19
20 if (Plotta == 1)
21
22 figure(1);
23 plot(Datum,Ism_case1);
24 title("Str m ver linjen ML325");
25 ylabel('[A]');
26
27 figure(2);
28
29 plot(Datum,V_send);
30 hold on;
31 plot(Datum,Vrm_case1);
32 hold off;
33 legend('V s nd', 'V mottagen');
```

```
34 title("Spnningar i b da ndar av linjen");
35 ylabel('[kV]');
36
37 figure(3)
38 plot(Datum,ang_Vsend);
39 hold on;
40 plot(Datum,drdg_case1);
41 hold off;
42 legend('Vinkel V s nd', 'Vinkel V mottagen');
43 title("Transmissionsvinkel ver ret ");
44 ylabel('Grader');
45
46
47 figure(4);
48 plot(Datum,V_pu_case1);
49 title("Spnningsvariation ver linjen ML325");
50 ylabel('per enhet, Basspning r 44 kV');
51
52 figure(5);
53 plot(Datum,Pl_case1);
54 title("Frlorad aktiv effekt ver ret ");
55 ylabel('[kWh]');
56
57 figure(6);
58 plot(Datum,Ism_Sol);
59 title("Str m ver linjen ML325");
60 ylabel('[A]');
61
62 figure(7);
63 plot(Datum,V_send);
64 hold on;
65 plot(Datum,Vrm_Sol);
66 hold off;
67 legend('V s nd', 'V mottagen');
68 title("Spnningsvariation ver linjen");
69 ylabel('[kV]');
70
71 figure(8)
72 plot(Datum,ang_Vsend);
73 hold on;
74 plot(Datum,drdg_Sol);
75 hold off;
76 legend('Vinkel V s nd', 'Vinkel V mottagen');
77 title("Transmissionsvinkel ver ret ");
78 ylabel('grader');
79
```

```
80
81 figure(9);
82 plot(Datum,V_pu_Sol);
83 title("Spnningsvariation ver linjen ML325");
84 ylabel('per enhet, Bassp nning r 44 kV');
85
86 figure(10);
87 plot(Datum,Pl_tot);
88 title("F rlorad aktiv effekt ver ret ");
89 ylabel('kWh');
90
91 figure(11);
92 plot(Datum,Vrm_Sol);
93 hold on;
94 plot(Datum,Vrm_BT32_Sol);
95 plot(Datum,Vrm_Sol_MS07);
96 plot(Datum,Vref);
97 hold off;
98 title("Test sp nning");
99 legend('Vrm_{Sol}', 'Vrm_{BT32-Sol}', 'Vrm_{Sol-MS07}', 'V_{ref} = 44
100 kV');
101 ylabel('[kV]')
102
102 figure(12)
103 subplot(2,1,1);
104 plot(Datum,ang_Vsend);
105 hold on;
106 plot(Datum,drdg_Sol);
107 plot(Datum,drdg_BT32_Sol);
108 hold off;
109 legend('Referensvinkel V s nd = 0', 'Vinkel V_{sol}', 'Vinkel V_{
110 BT32-Sol} mottagen');
111 title("Transmissionsvinkel ver ret ");
112 ylabel('grader');
113
113 subplot(2,1,2);
114 plot(Datum,drdg_Sol_MS07);
115 legend('Vinkel V_{Sol-MS07} mottagen');
116 title("Transmissionsvinkel ver ret ");
117 ylabel('grader');
118
119 figure(13);
120 plot(Datum,Irm_Sol);
121 hold on;
122 plot(Datum,Irm_BT32_Sol);
123 plot(Datum,Irm_Sol_MS07);
```

```
124 hold off;
125 title("Test str m");
126 legend('Irm_{Sol}', 'Irm_{BT32-Sol}', 'Irm_{Sol-MS07}');
127 ylabel('Ampere');
128
129 figure(14);
130 %plot(Datum,Pl);
131 plot(Datum,Pl_tot);
132 title("Test reaktiva f rcluster");
133 ylabel('kVAR')
134
135 figure(15);
136 plot(Datum,Vrm_BT32_Sol);
137 hold on;
138 plot(Datum,Vref);
139 hold off;
140 title("Spnningsvariation vid Solparken");
141 legend('V_{Solpark}', 'V_{ref} = 44kV');
142 ylabel(' [kV] ')
143
144 figure(16);
145 plot(Datum,Vrm_Sol_MS07);
146 hold on;
147 plot(Datum,Vref);
148 hold off;
149 title("Spnningsvariation vid MS07");
150 legend('Vrm_{MS07}', 'V_{ref} = 44kV');
151 ylabel(' [kV] ')
152
153 figure(17);
154 plot(Datum,drdg_BT32_Sol);
155 title("Transmissionsvinkel vid Solparken");
156 ylabel('Grader')
157
158 figure(18);
159 plot(Datum,drdg_Sol_MS07);
160 title("Transmissionsvinkel vid MS07");
161 ylabel('Grader')
162
163 figure(19);
164 plot(Datum,Irm_BT32_Sol);
165 hold off;
166 title("Str m mellan BT32 och solparken");
167 ylabel(' [A] ');
168
169 figure(20);
```

```
170 plot(Datum,Irm_Sol_MS07);
171 hold off;
172 title("Str m mellan Solparken och MS07");
173 ylabel(' [A] ');
174
175 figure(21);
176 plot(Datum,Pl_tot);
177 title("Aktiva effektfrluster ver ret efter anslutning av
    solpark");
178 ylabel(' [kWh] ')
179
180
181 end % Valet av att plotta eller inte slutar h r
```

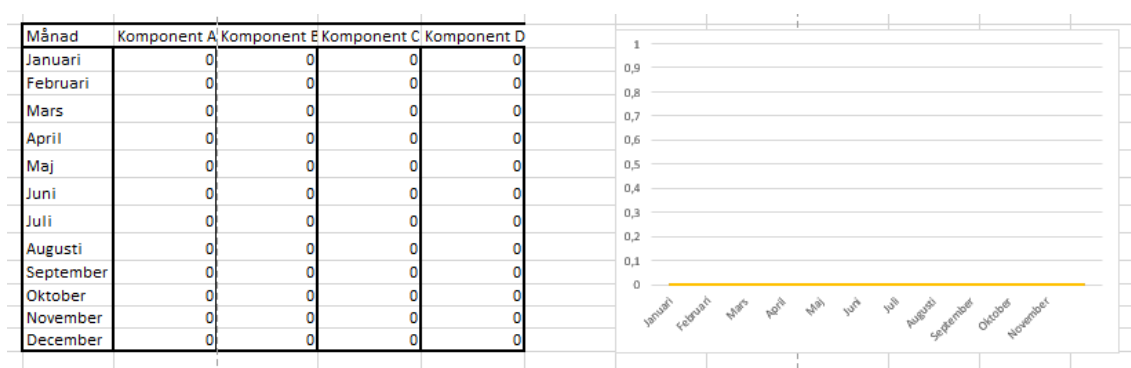
F

Bilaga 6

Excelfil för beräkning av Metod2020

	A	B	C	D	E
1	Metod 2020 Beräkningsmall				
2	Filip Grandén och Olle Johansson Maj 2022				
3					
4					
5	Beteckning	Inmatat Värde	Enhet	Beskrivning	
6	E_h^a	Blad Data	kWh/timme	Produktionsanläggningens producerade energi per timme	
7	P_n^a	Blad Data	kr/kWh	Aktuell energitariff för uttag/inmatning mot överliggande nät	
8	E_m	Blad Data	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad	
9	$E_{Förluster}$	Blad Data	kWh/månad	Förlustenergi per månad	
10	$E_{Produktion}$	Blad Data	kWh/månad	Produktionsanläggningens producerade energi per månad	
11	E_{Uttag}	Blad Data	kWh/månad	Uttagen energi från överliggande nät per månad	
12	K	Blad Data	%	Nätförlustkoefficient i koncessionsområdet	
13					
14					
15					
16	Beteckning	Inmatat Värde	Enhet	Beskrivning	
17	LSP	x		Om Lågspänning vid anslutningspunkt sätt kryss på inmatat värde för LSP	
18	HSP			Om Högspänning vid anslutningspunkt sätt kryss på inmatat värde för HSP	
19	p^b		0 kr/kW	Aktuell effekttariff för uttag mot överliggande nät	
20	p^c		0 kr/kWh	Pris för inköp av nätförluster	
21					

Figur F.1: Excelfil Primär / interface blad Metod2020 1



Figur F.2: Excelfil Primär / interface blad Metod2020 2

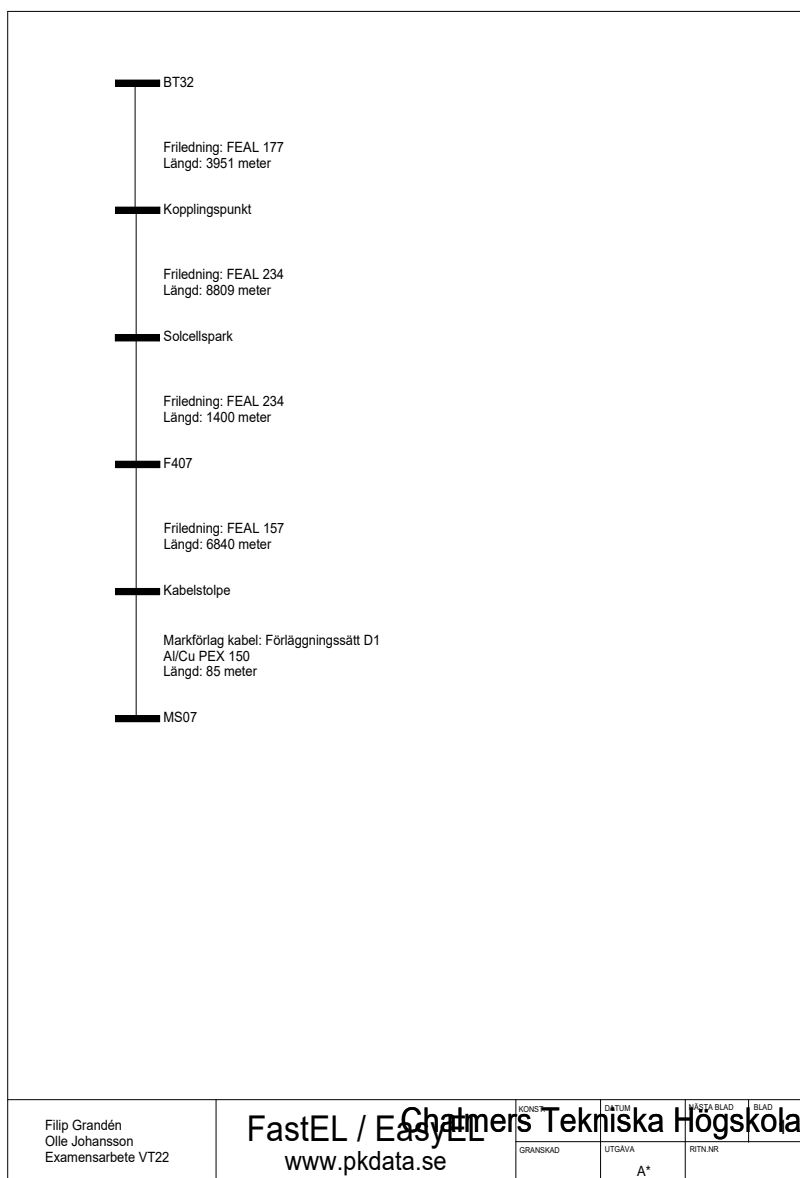
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Datum	Eha	P _h ^a	Eha*Pha					Månad	Em	Ef	Euttag	K
2	2021-01-01 01	0	0	0					Januari	0	0	0	#####
3	2021-01-01 02	0	0	0					Februari	0	0	0	#####
4	2021-01-01 03	0	0	0					Mars	0	0	0	#####
5	2021-01-01 04	0	0	0					April	0	0	0	#####
6	2021-01-01 05	0	0	0					Maj	0	0	0	#####
7	2021-01-01 06	0	0	0					Juni	0	0	0	#####
8	2021-01-01 07	0	0	0					Juli	0	0	0	#####
9	2021-01-01 08	0	0	0					Augusti	0	0	0	#####
10	2021-01-01 09	0	0	0					September	0	0	0	#####
11	2021-01-01 10	0	0	0					Oktober	0	0	0	#####
12	2021-01-01 11	0	0	0					November	0	0	0	#####
13	2021-01-01 12	0	0	0					December	0	0	0	#####

Figur F.3: Excelfil Sekundär/ Data blad Metod2020

G

Bilaga 7

Enlinjeschema för systemet



Figur G.1: Enlinjeschema för systemet

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige
www.chalmers.se



CHALMERS