Nettanalyse av fremtidig distribusjonsnett i Hamar kommune

Nettanalysen skjer på bakgrunn av utbyggingene i Strandsonen og på Ingeberg

Forfattere:
Lars Martin Bråthen, Fridtjof E. Sylju og Sigmund Aarflot

Bachelor i El-kraft
Innlevert: Mai 2019
Hovedveileder: Halgeir Leiknes

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elektroniske systemer

NTNU
Kunnskap for en bedre verden

Oppgavens tittel:	Dato: 20.05.19			
Nettanalyse av fremtidig distribusjonsnett i Hamar kommune	Antall sider: 37			
	Masteroppgave:		Bacheloroppgave	X

Navn: Fridtjof Edvardsen Sylju
Lars Martin Bråthen
Sigmund Aarflot

Veileder: Ola Furuhaug

Eventuelle eksterne faglige kontakter/ veiledere: Eidsiva Energi v/ Kjell Storlykken

Sammendrag

Rapporten er skrevet på bakgrunn av en oppgave gitt av Eidsiva Energi. Eidsiva Energi ønsker at det blir utført en analyse av det fremtidige distribusjonsnettet i Hamar kommune. Rapporten skal estimere effektbehovet til to utbygginger. Begge utbyggingene ligger i Hamar kommune og heter Strandsonen og Ingeberg. Formålet med rapporten er å bidra til å gi Eidsiva Energi et beslutningsgrunnlag når de skal vurdere om utbyggingene av Strandsonen og Ingeberg utløser et behov for forsterkninger i distribusjonsnettet.

I Strandsonen har kommunen regulert for utbygging av 250 000m^2 bygningsmasse, som i hovedsak vil bestå av blokkleiligheter og næringsbygg. På Ingeberg er det regulert for et boligfelt med mellom 439 og 918 boenheter, som er anslått å utgjøre mellom 64 000 og 134 000m^2.

For å kunne vurdere det fremtidige distribusjonsnettet estimeres effektbehovet. Effektbehovet til bygningsmassene estimeres ved hjelp av Velanders metode. Metoden tar utgangspunkt i bruksmønster og årlig energibehov. Energibehovet er beregnet ut fra kravene til energieffektivitet hentet fra TEK17.

For å estimere fremtidig effektbehov til lading av elbiler, er det benyttet to ulike metoder. For Ingeberg er effektbehovet basert på en rapport av NVE [2]. I Strandsonen er det antatt at det vil bli benyttet effektregulering, hvor det maksimale effektuttaket i hovedsak er basert på ladetid, For å estimere fremtidig effektbehov til lading av elbiler, er det benyttet to ulike metoder. For Ingeberg er effektbehovet basert på en rapport av NVE [2]. I Strandsonen er det antatt at det vil bli benyttet effektregulering, hvor det maksimale effektuttaket i hovedsak er basert på ladetid, ladeeffekt og årlig kjørelengde. Ut fra beregningene ble det samlede effektbehovet til Ingeberg estimert til 8 444kW, og til Strandsonen 6 388kW.

I rapporten undersøkes forbindelsene på avgangene til Strandsonen og Ingeberg, og kapasiteten til eksisterende transformatorstasjon (Børstad transformatorstasjon). For å vurdere om avgangene og Børstad transformatorstasjon er tilstrekkelig dimensjonert, er det benyttet NetBas som simuleringsverktøy. Vurderingen om det er behov for ny transformatorstasjon er gjort på grunnlag av hvor stor overbelastningen er i forhold til merkeytelsen til Børstad transformatorstasjon, og hvor lang tid den vil være overbelastet. Børstad transformatorstasjon består av tre transformatorer, og av dem er

to i drift, T1 og T2. Beregningene viser at T2 vil være overbelastet i 39 timer årlig, mens T1 har ledig kapasitet. Rapporten legger derfor ikke til grunn at det er nødvendig med en ny transformatorstasjon basert på utbyggingene i Strandsonen og Ingeberg. Eidsiva Energi bør derimot vurdere å flytte noe av belastningen over på T1 for å oppnå en jevnere belastning mellom T1 og T2.

Kabel- og linjenettet fra avgangene til Strandsonen og Ingeberg er vurdert ut fra beregningsresultatene til belastningsgraden i forhold til nominell strøm, spenningsfall og effekttap.

Ut fra beregningene til Ingeberg ble det funnet at kabelen mellom to knutepunkt får en belastningsgrad over 100% i topplasttimene. Rapporten legger derfor til grunn at kabelen bør utbedres. Det resterende kabel/linje-nettet får en belastningsgrad under 100%, noe som gjør at belastningsgraden i seg selv ikke resulterer i et behov for utbedringer. Simuleringene viser at effekttapet i kabel/linje-nettet vil få en betraktelig økning. På grunnlag av dette anbefales en økonomisk vurdering av en investering som vil redusere dette tapet.

Beregningene for avgangen til Strandsonen viser at kabelen får en belastningsgrad på 57%, spenningsfall på 0,8% og et effekttap på 30,7kW. Basert på resultatene legges det ikke til grunn for utbedringer på avgangen til Strandsonen.

Stikkord:

Estimere effektbehov
Elbillading
Analyse distribusjonsnett
Transformator

Sigmund Aarflot Lars Martin Bråthen Fridtjof E. Sylju

Sigmund Aarflot Lars Martin Bråthen Fridtjof E. Sylju

NTNU
Kunnskap for en bedre verden

Title:	Date: 20.05.19			
Future power grid analysis in Hamar municipality	Number of pages: 37			
	Master's thesis:		Bachelor's thesis	X

Participants:
Fridtjof Edvardsen Sylju
Lars Martin Bråthen
Sigmund Aarflot

Supervisior: Ola Furuhaug

Employer: Eidsiva Energi, Kjell Storlykken

Abstract

Eidsiva Energi wants a thesis where an analysis of the future distribution network in Hamar municipality is carried out. The thesis will estimate the power requirements of two developments. The developments are called Strandsonen and Ingeberg and are both located in Hamar municipality. The purpose of the paper is to give Eidsiva Energi a better platform to make decisions whether the load of the new developments trigger a need for improvements in their distribution grid.

In the plans for Strandsonen a development of a 250 000m2 building mass has been approved. The development will primarily consist of urban, residential and commercial real estate. Ingeberg has approved plans for building between 439 and 918 residential units, which are estimated to amount to between 64,000 and 134,000m2.

In order to assess the future distribution network, the power requirement is calculated through using a method called Velander`s formula. The method is based on consumers' annual energy consumption and usage pattern. The energy requirements are calculated based on the requirements for energy efficiency obtained from TEK17.

Two different methods have been used to estimate the future power requirements for charging of electric cars. For Ingeberg, the power requirement is based on a paper from NVE [2]. The thesis assumes that Strandsonen uses a power regulation for charging of electric cars, where the maximum output power is based on charging time, power and annual mileage. The total power requirements for Ingeberg are calculated to be 8 444kW, and the total power requirements for Strandsonen are calculated to 6 388kW.

An analysis of the components in the radials to Strandsonen and Ingeberg, and the capacity of the existing transformer (Børstad transformer) has been made. To assess whether the radial and Børstad transformer are sufficiently calibrated, NetBas has been used for making simulations. The assessment is based on how large and how long lasting the overload is, in relation to the nominal load at Børstad transformer. Børstad transformer consists of three transformers, where the transformers, T1 and T2, are operative. The calculations that were done showed that T2 will be overloaded around 39

hours annually, while the capacity of T1 won`t be overloaded. Based on the calculations on the developments of Strandsonen and Ingeberg, the report concluded it isn`t necessary to develope a new transformer for these areas. Eidsiva Energi however, should consider distributing some of T2`s load to T1, to achieve a more equal power distribution.

Ingeberg`s and Strandsonen's cable and line network are assessed based on the demand factor in relation to the nominal current, voltage drop and power loss.

According to the calculations, one of the cables on the radial to Ingeberg, has a demand factor over 100%. Since the demand factor is more than 100%, the paper concludes that the cable should be improved. The remaining connections were all less than 100%, which means that, based on the power demand, it's not necessary to make improvements. Simulations show that the power loss in the cable/line network will experience an increase, due the new loads. The paper recommends an economical evaluation of, whether to invest in the network to reduce the loss.

According to the calculations, the cable between Børstad transformer and Strandsonen will have a power demand of 57%, voltage drop of 0.8% and a power loss of 30.7kW. Based on the results, there is no need for improvements on the radial.

Keywords:

Estimating power requirements
Charging of electric cars
Distribution network analysis
Transformer

Sigmund Aarflot Lars Martin Bråthen Fridtjof E. Sylju

Sigmund Aarflot Lars Martin Bråthen Fridtjof E. Sylju

Forord

Rapporten er utarbeidet av tre bachelorstudenter ved elkraft linjen på Norges teknisk–naturvitenskapelige universitet, NTNU i Gjøvik. Etter å ha opparbeidet kunnskap gjennom fem semestre, er dette den avsluttende hovedoppgaven i det sjette semesteret.

Oppgaven er gitt av Eidsiva Energi på bakgrunn av at oppdragsgiver vil undersøke hvordan planlagte utbygginger i Hamar kommune vil påvirke distribusjonsnettet.

Bacheloroppgaven ble påbegynt januar 2019 og ferdigstilt mai 2019. Deltakere i prosjektgruppen er Fridtjof E. Sylju, Lars Martin Bråthen og Sigmund Aarflot.

Vi ønsker å takke Eidsiva Energi ved Kjell Storlykken og Anders Dahlseg, for god faglig veiledning og hjelp i NetBas.

Vi vil også takke vår veileder Ola Furuhaug ved NTNU Trondheim og våre faglærere i elkraft ved NTNU Gjøvik.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning **1**
1.1 Oppgavebeskrivelse 1
1.2 Problemstilling 2
1.3 Beskrivelse av områdene 2
1.3.1 Strandsonen 2
1.3.2 Ingeberg 3
1.4 Beskrivelse av aktuelt distribusjonsnett 3
1.4.1 Børstad transformatorstasjon 3
1.4.2 Avgangen til Ingeberg 4
1.4.3 Avgangen til Strandsonen 4
1.5 Mål 5
1.5.1 Formål 5
1.5.2 Resultatmål 5
1.6 Mottakergruppe 5
1.7 Metode 5
1.8 Avgrensninger 6
1.9 Rammer 6
2. Teori **7**
2.1 Overføringsnettet 7
2.2 Effekt 7
2.2.1 Effekttopper 7
2.3 Komponenter i kraftnettet 8
2.3.1 Transformator 8
2.3.2 Kabel og linje 9
2.4 Velanders metode 10
2.5 Brukstid 11
2.6 AMS 12
2.7 Elbil 12
2.7.1 Elbillading 13
2.8 Fjernvarme i Hamar kommune 14
2.9 NetBas 15
2.9.1 NetBas i rapporten 15

3. Energi- og effektbehov **16**
3.1 Krav 16
3.1.1 TEK17 16
3.1.2 Temperaturkorrigering 16
3.2 Fjernvarme 17
3.3 Elbilscenarioer 17
3.3.1 Scenario 1: Basert på litteratur 17
3.3.2 Scenario 2: Effektregulering 18
4. Effektbehov Strandsonen **19**
4.1 Bygningsmasse 19
4.2 Scenario 1: Elbiler basert på litteratur 20
4.3 Scenario 2: Effektregulering 20
5. Effektbehov Ingeberg **22**
5.1 Bebyggelse 22
5.2 Scenario 1: Elbiler basert på litteratur 23
6. Resultat **24**
6.1 Børstad transformatorstasjon 24
6.1.1 Målinger 24
6.1.2 Simuleringer i NetBas 24
6.2 Avgang Ingeberg 27
6.2.1 Simuleringer i NetBas 27
6.3 Avgang Strandsonen 30
6.3.1 Simuleringer i Netbas 30
7. Diskusjon **32**
7.1 Validitet og reliabilitet 32
7.2 Usikkerheter i rapporten 32
7.2.1 Strandsonen og Ingeberg 32
7.2.2 Beregninger 32
7.2.3 Utvikling innen kjøretøy 33
7.3 Etikk 33
8. Konklusjon **34**
8.1 Børstad transformatorstasjon 34
8.2 Avgang Ingeberg 34

8.3 Avgang Strandsonen 34
Referanseliste **35**
Vedlegg **38**
Vedlegg A: Kabel/linje-spesifikasjoner Ingeberg 38
Vedlegg B: Kabel/linje-spesifikasjoner Strandsonen 39

Figurliste

Figur 1 Oversiktsbilde Hamar [14]. 1
Figur 2 Kart Strandsonen [12]. 2
Figur 3 Kart Ingeberg [12]. 3
Figur 4 Oversiktsbilde avgangen til Ingeberg [13]. 4
Figur 5 Effektfordeling for et døgn [17]. 8
Figur 6 Prinsippfigur av transformator [16]. 9
Figur 7 Brukstid illustrert ved en varighetskurve [18]. 11
Figur 8 Illustrasjon av utviklingen i energibruk til personbiler og varebiler i Norge [2]. 13
Figur 9 Konsesjonsområdet tilknytningsplikt til fjernvarme [6]. 14
Figur 10 Effektforbruk før og etter effektregulering [24] 18
Figur 11 Varighetskurve T2. 24
Figur 12 Varighetskurve T1 og T2. 25
Figur 13 Effektuttaket til T2 fordelt gjennom et år. 26
Figur 14 Effektuttaket til T1 og T2 fordelt gjennom et år. 26
Figur 15 Spenningsfall avgang Ingeberg. Hentet fra NetBas. 29
Figur 16 Belastningsgraden til de ulike kabel og linjer underveis i utbyggingen. 30
Figur 17 Spenningsfallet på avgangen til Strandsonen. Hentet fra NetBas. 31

Tabelliste

Tabell 1 Velander konstantene med [15] og uten [22] elektrisk oppvarming. 10
Tabell 2 Tabell over vanlige ladeuttak for husholdninger [4]. 13
Tabell 3 Utklipp av TEK17. Totalt netto energibehov [8]. 16
Tabell 4 Reduksjon i energibehov med fjernvarme [11]. 17
Tabell 5 Ulike ladescenarioer [2]. 17
Tabell 6 Fordeling av bygningstyper Espern. 19
Tabell 7 Fordeling av bygningstyper Strandsonen. 19
Tabell 8 Beregning effektbehov bygningsmasse Strandsonen. 20
Tabell 9 Effektbehov elbil ved hjelp av NVE rapport Strandsonen [2]. 20
Tabell 10 Daglig ladetid elbil. 21
Tabell 11 Samlet effektbehov elbillading. 21
Tabell 12 Fordeling av bebyggelse på Ingeberg. 22
Tabell 13 Gjennomsnittlig energibehov pr boenhet på Ingeberg. 22
Tabell 14 Beregnet effektbehov Ingeberg. 23
Tabell 15 Effektbehov elbil ved hjelp av NVE rapport Ingeberg [2]. 23
Tabell 16 Resultater Børstad transformatorstasjon. 27
Tabell 17 Påført belastning Ingeberg. 27
Tabell 18 Maksimal belastningsgrad avgang Ingeberg. 28
Tabell 19 Effekttapene i kabel/linje-nettet før og etter utbyggingen i Ingeberg. 29
Tabell 20 Påført belastning Strandsonen. 30
Tabell 21 Maksimal belastningsgrad avgang Strandsonen. 31
Tabell 22 Effekttapene i kabelen før og etter utbyggingen i Strandsonen. 31

Formelliste

Formel 1 Velanders metode [15]. 10
Formel 2 Brukstid [18]. 12
Formel 3 Temperaturkorrigering [9]. 16

Terminologi

TEK17: Byggteknisk forskrift utgave 2017

Sammenlagring: Også kalt samtidighetsfaktor. Det er hvor mye av effekttoppene mellom ulike bygninger som inntreffer samtidig.

Høyspenningsnettet: Høyspenningsnettet er en definisjon av alle nett som har en spenning over 1kV.

Lavspenningsnettet: Lavspenningsnettet er en definisjon av alle nett som har en spenning under 1kV.

Småhus: Småhus er boliger som er fysisk bundet sammen ved at det minst er en felles vegg og/eller gulv/tak.

BRA: Bruksareal. Hele areal innenfor ytterveggene.

Belastningsgrad: Prosentvis andel strøm i ledningskomponent av maksimal driftsstrøm referert 20°C.

Avgang: I rapporten er avgang brukt der kabelen/linjen går ut fra Børstad transformatorstasjon

Anleggsbidrag: Hvis en nettkunde krever økning av effekt som igjen krever utbedring av nettet, kan nettselskapet kreve et anleggsbidrag av kunden for å være med å betale for utbedringen av nettet.

Knutepunkt: I rapporten brukes knutepunkt om alle forandringer i nettet som skjøt, overgang mellom kabel og linje og andre uttappinger i nettet.

Topplasttime: Time med den maksimale belastningen over gitt periode.

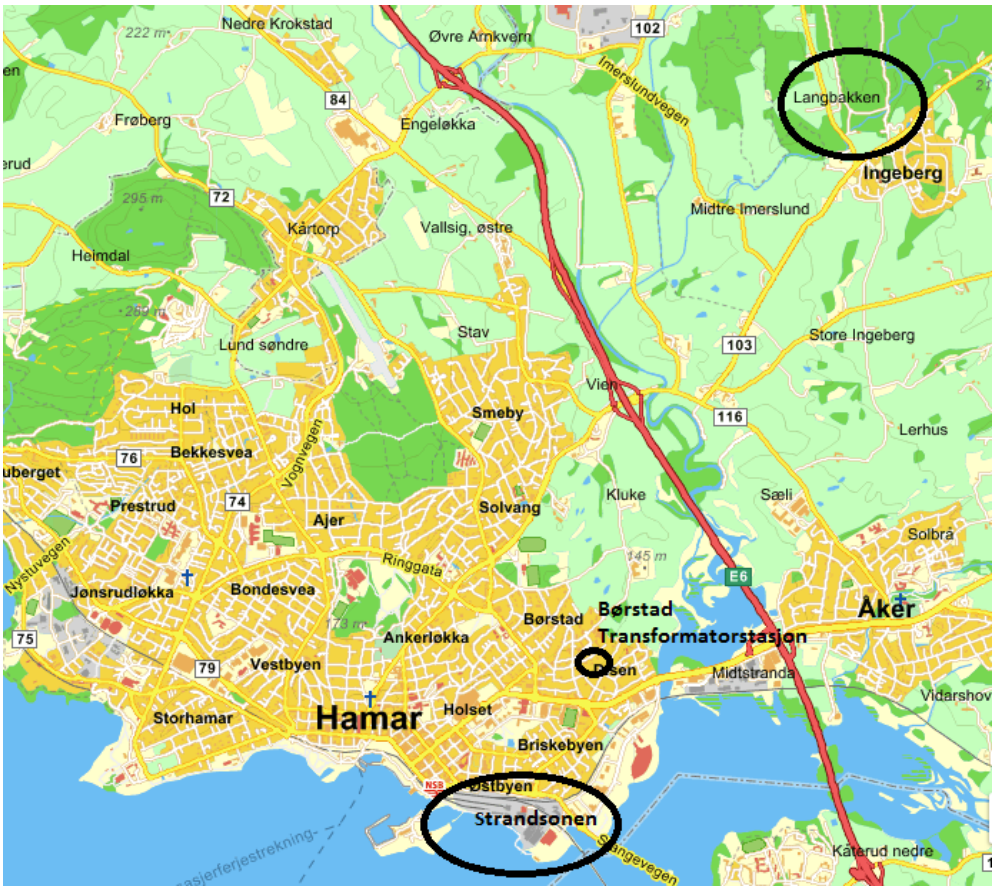
1. Innledning

1.1 Oppgavebeskrivelse

Oppgaven består av å utføre en analyse av distribusjonsnettet etter fremtidige utbygginger av to områder i Hamar kommune. Den ene utbyggingen skjer sentralt i Hamar på et område som heter Strandsonen, og det andre område ligger rett utenfor Hamar og heter Ingeberg. Områdene forsynes fra Børstad transformatorstasjon.

Det ligger en 72,5kV kabel mellom Børstad transformatorstasjon og Strandsonen som driftes på 11kV (se figur 1). Kabelen ble lagt i 1997 for å kunne bygge en ny transformatorstasjon ved Strandsonen, men grunnet etablering av fjernvarme i Hamar kommune ble effektbehovet mindre og planene om en ny transformatorstasjon ble utsatt på ubestemt tid. I rapporten skal det undersøkes om en utbygging i Strandsonen og Ingeberg utløser et behov for ny transformatorstasjon. Det skal også undersøkes hvordan kabelen mellom Børstad transformatorstasjon og Strandsonen håndterer belastningen, som følge av utbyggingen i Strandsonen.

Det ligger en 11kV forbindelse som forsyner Ingeberg fra Børstad transformatorstasjon (se figur 1). Det skal undersøkes om det er behov for utbedring av hele, eller deler av forbindelsen etter at utbyggingen på Ingeberg er ferdig.



Figur 1 Oversiktsbilde Hamar [14].

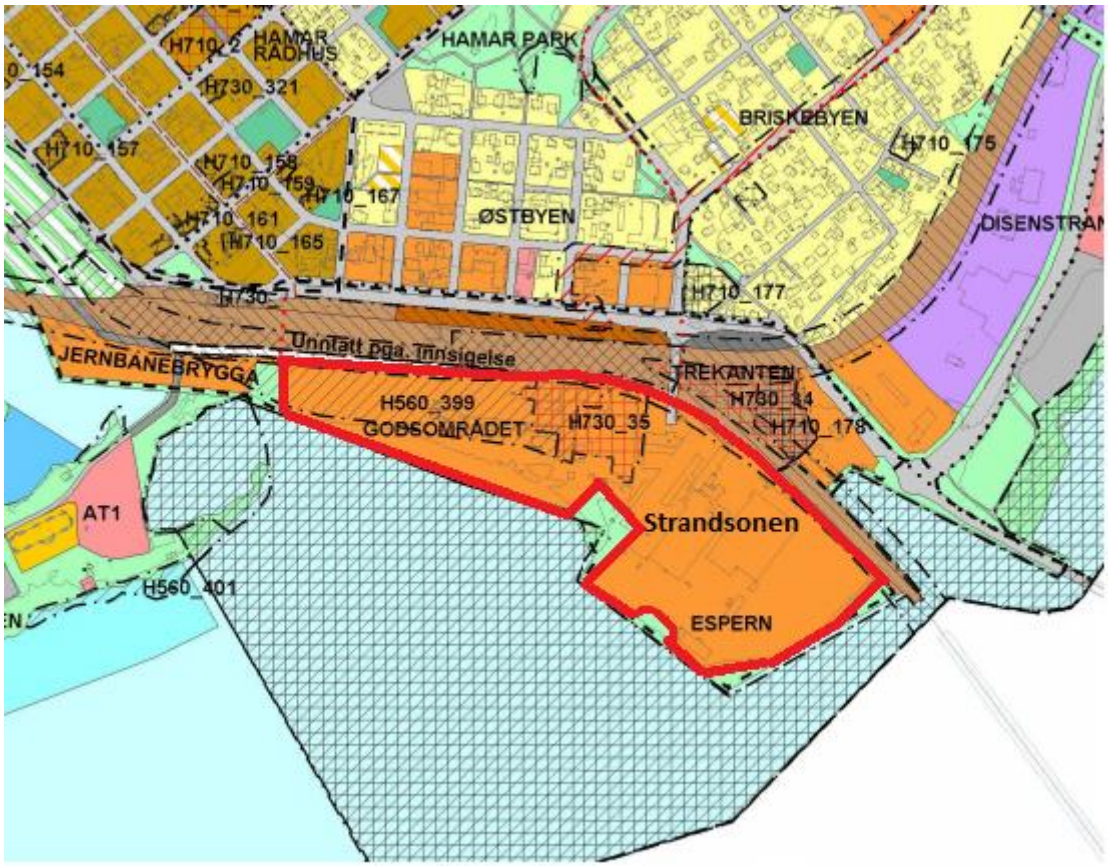
1.2 Problemstilling

"Vil Børstad transformatorstasjon og det tilhørende høyspente distribusjonsnett håndtere den fremtidige utbyggingen av Strandsonen og Ingeberg?"

1.3 Beskrivelse av områdene

1.3.1 Strandsonen

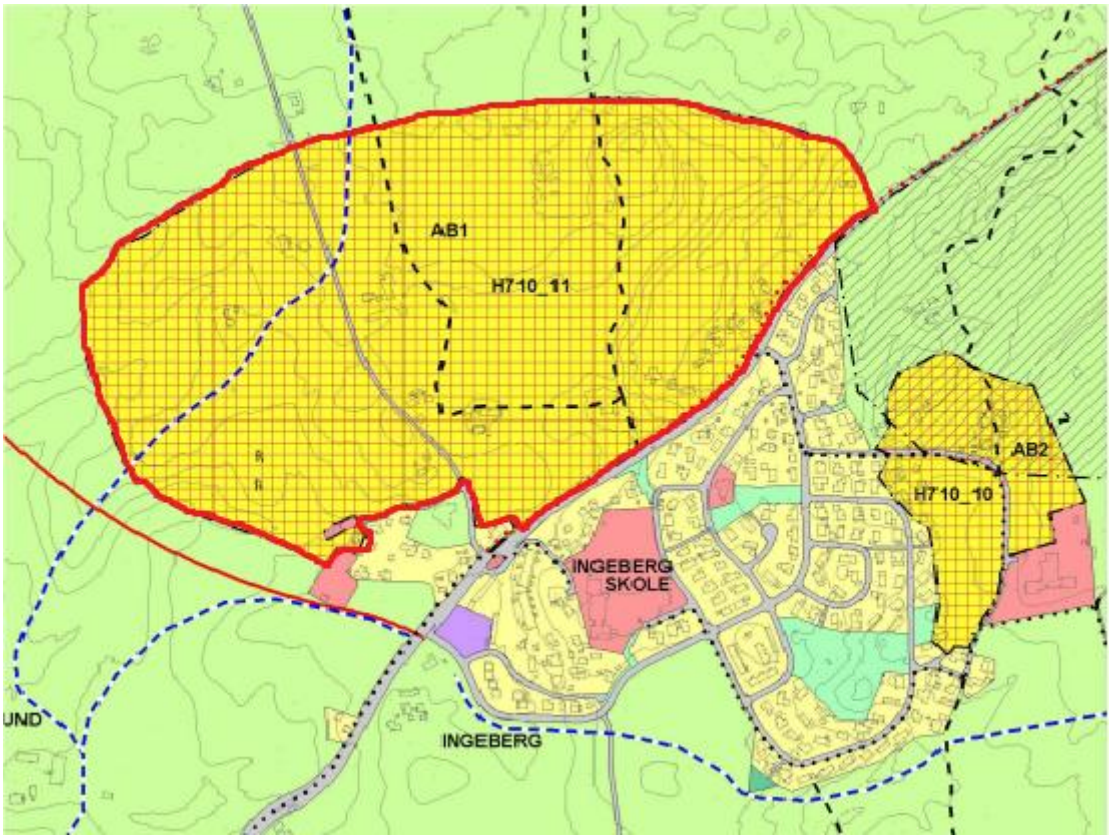
Strandsonen er en bydel som ligger sentralt i Hamar. Området ligger nær jernbanen, og består av operativ og nedlagt industriell bebyggelse. Siden området har en sentral beliggenhet ved Mjøsa, har det lenge vært et ettertraktet området for utbyggere. Grunnet manglende avklaring vedrørende blant annet jernbanetraseer, har planer om utbygging blitt utsatt. Området består primært av ledige tomter, og industriell og kommersiell bebyggelse. For Strandsonen er det vedtatt en reguleringsplan som tillater utbygging av 250 000m^2. Området vil primært bestå av boligblokker, næringsbygg og parkeringsfasiliteter [27] [28]. Strandsonen ligger innenfor konsesjonsområdet for tilknytning til fjernvarme, og det antas derfor at det vil bli benyttet fjernvarme i dette området.



Figur 2 Kart Strandsonen [12].

1.3.2 Ingeberg

Ingeberg er et tettsted som ligger rundt fem kilometer nordøst for Hamar sentrum. Tettstedet er en del av Hamar kommune og har rundt 700 beboere. Mesteparten av området består av landbruk, men de siste årene har utbyggere sett mulighetene til å kunne bygge ut flere boenheter, da det er stor tilgjengelighet av tomter i området. Hamar kommune har godkjent utbyggingen av mellom 439 og 918 boenheter på Ingeberg [26]. Utbyggingen kan utgjøre en bygningsmasse på mellom 64 000 og 134 000m^2. Ingeberg ligger utenfor konsesjonsområdet for tilknytning til fjernvarme, og det kan derfor ikke antas at det vil bli benyttet fjernvarme i dette området.



Figur 3 Kart Ingeberg [12].

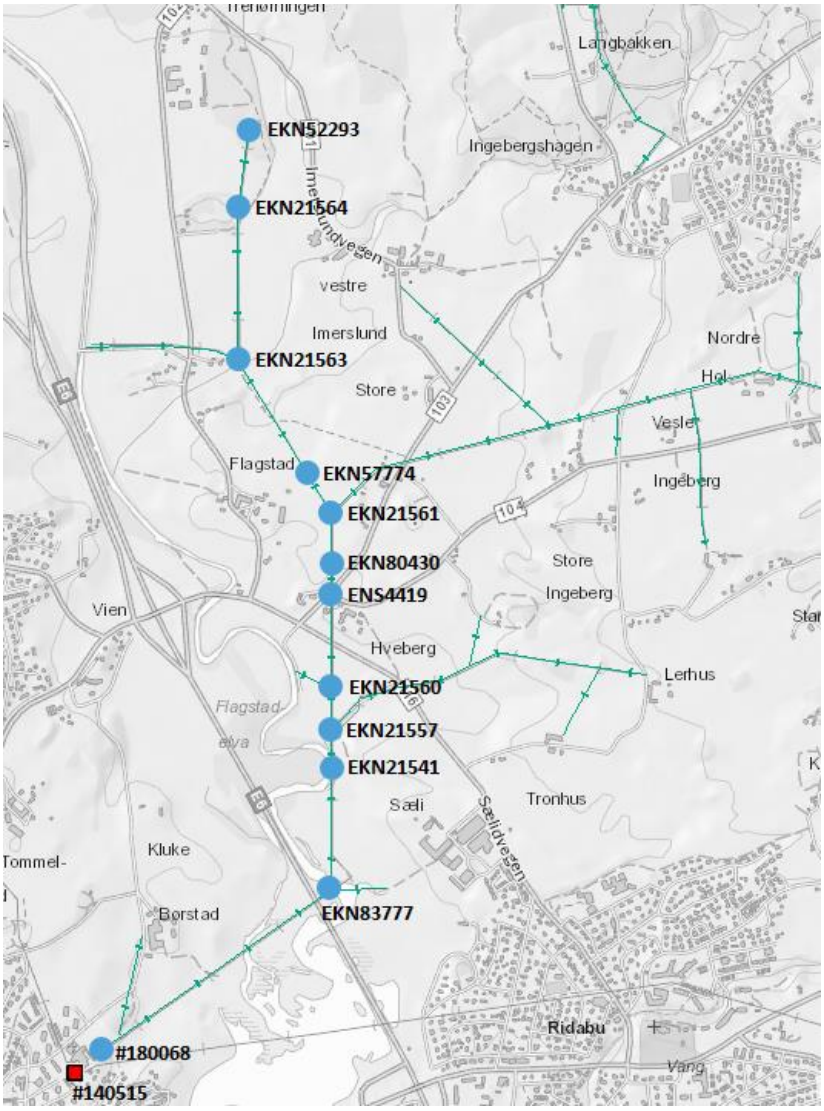
1.4 Beskrivelse av aktuelt distribusjonsnett

1.4.1 Børstad transformatorstasjon

Børstad transformatorstasjon er en av fem transformatorstasjoner i Hamar kommune. Transformatorstasjonen ligger like utenfor Hamar sentrum. Børstad ble satt i drift i 1924 og driftes med et overliggende nett på 66kV, og et underliggende nett på 11kV. Transformatorstasjonen har tre oljekjølte transformatorer, hvorav to er i kontinuerlig drift. Den siste transformatoren er koblet ut og kjøres ikke med noe underliggende nett, og fungerer som reserve.

1.4.2 Avgangen til Ingeberg

Forsyningen til Ingeberg består av både kabel og linje. Forsyningen fra Børstad transformatorstasjon til Ingeberg består av flere knutepunkt og forskjellige typer kabel og linje (se figur 4). Kabel- og linjenettet har ulike tverrsnitt, med forskjellige egenskaper avhengig av hvor man er på avgangen (se vedlegg A).



Figur 4 Oversiktsbilde avgangen til Ingeberg [13].

1.4.3 Avgangen til Strandsonen

Forsyningen fra Børstad transformatorstasjon til Strandsonen er en direkte kabelforbindelse (se vedlegg B). Kabelforbindelsen er dimensjonert for å driftes ved 66kV, men den driftes på 11kV. Kabelen ble lagt for å kunne forsyne en ny transformatorstasjon ved Strandsonen.

1.5 Mål

1.5.1 Formål

Formålet med rapporten er å bidra til å gi oppdragsgiver et beslutningsgrunnlag, når det skal vurderes om utbyggingene av Strandsonen og Ingeberg utløser et behov for investeringer i distribusjonsnettet.

1.5.2 Resultatmål

Oppgaven skal resultere i en rapport som inneholder:

- Et estimat av det fremtidige effektbehovet for bygningsmassene til Strandsonen og Ingeberg.
- Ulike scenarioer for fremtidig effektbehov ved lading av elbiler.
- Et estimat av det årlige effektuttaket på Børstad transformatorstasjon.
- En vurdering av hvordan Børstad transformatorstasjon og det eksisterende kabel- og linjenettet til Strandsonen og Ingeberg håndterer den nye belastningen.

1.6 Mottakergruppe

Rapporten er skrevet og formulert for personer med ingeniørutdanning, og personer som er ansatt i en bedrift som arbeider innenfor elkraft fagområdet.

1.7 Metode

For å kunne vurdere behovet for en ny transformatorstasjon og ny kabel/linje, estimeres effektbehovene for områdene. Brukstid og Velanders metode er metoder som tradisjonelt sett blir benyttet til å estimere effektbehovet til store områder (se kap. 2.4 og 2.5). Et tredje alternativ vil være å benytte målinger for sammenlignbare områder som er utført over en lengre periode. På denne måten kan effektbehovet estimeres ved hjelp av reelle tall. For å oppnå et pålitelig resultat burde målingene utføres over minimum ett år, grunnet at det er ønskelig å ha et bruksmønster gjennom de ulike årstidene, men optimalt vil man ha målinger over en enda lengre periode. Da det ikke er funnet pålitelige sammenlignbare data for bruksmønstrene til disse områdene, vil ikke dette være et alternativ. Velanders metode er valgt for å finne effektbehovene for Strandsonen og Ingeberg.

For å kunne estimere effektbehovet med Velanders metode må energibehovet estimeres først. Energibehovet for bygninger i Norge som bygges etter 01.07.2017 reguleres gjennom kravene i §14-2 i TEK17 (se tabell 3). Det er valgt å estimere energibehovet til bygningsmassene basert på kravene i TEK17.

For Strandsonen må det elektriske energibehovet justeres, slik at det ikke tas hensyn til oppvarming og tappevann, da området er underlagt tilknytningsplikt til fjernvarme. For å finne andelen energi som dekkes av fjernvarme, benyttes Enovas byggstatistikk fra 2016 [9]. Andelen energi som dekkes av fjernvarme, fjernes deretter fra det totale elektriske energibehovet.

Elbilsalget er i stor utvikling og det fører til økende behov for lademuligheter i tilknytning til både bolig og næringsbygg. Elbilladere kan gi utfordringer i form av effekttopper. Enova har publisert en rapport som estimerer utviklingen i det norske elbilsalget, og effektbehovet til elbillading [2]. Rapporten beskriver ulike scenarioer for effektbehovet til hver husstand. Scenarioene benyttes for å vurdere effektbehovet for Ingeberg og Strandsonen.

For Strandsonen er det gode muligheter til effektregulering for lading av elbiler (se kap. 3.3.2). Det er valgt å lage et scenario hvor effektregulering er benyttet.

1.8 Avgrensninger

Rapporten tar kun hensyn til transformatorer, kabler og linjer, når distribusjonsnettet skal vurderes.

Rapporten tar ikke en økonomisk vurdering når ny transformatorstasjon og avgangene til Strandsonen og Ingeberg skal vurderes. Rapporten tar kun hensyn til eksisterende belastning på Børstad transformatorstasjon og det estimerte effektbehovet til utbyggingene i Strandsonen og på Ingeberg. Eventuelle endringer i belastningen på andre avganger er ikke vurdert.

Ingeberg har mulighet til å forsynes fra Hjellum transformatorstasjon. Rapporten vurderer ikke denne muligheten, da oppgavebeskrivelsen omhandler Børstad transformatorstasjon.

1.9 Rammer

Oppgaven har en del uavklarte detaljer, da store deler av Strandsonen og Ingeberg er i planleggingsfasen. Konkret informasjon vedrørende antall boliger, næringslokaler og hvilke typer bygg som skal bygges i Strandsonen eksisterer ikke på tidspunktet rapporten skrives. For å kunne beregne effektbehov, blir det bestemt å benytte samme type bygningsfordeling som Espern, da dette er et godt dokumentert området som ligger øst i Strandsonen og utgjør rundt en tredjedel av den totale utbyggingen i Strandsonen.

Hamar kommune har innført tilknytningsplikt til fjernvarme innenfor bestemte konsesjonsområdet, dette betyr ikke at kunder er pliktig til å benytte seg av fjernvarmen, det plikter bare at kundene kobler seg til systemet. Det forutsettes at kundene benytter seg av tilbudet om fjernvarme.

På Ingeberg er det regulert for mellom 439 og 918 boenheter. Det er beskrevet at området hovedsakelig vil bestå av eneboliger, rekkehus og leiligheter. Fordelingen av de ulike boligtypene er ikke beskrevet i reguleringsplanen [26], så det er benyttet en fordeling ut fra det som ble ansett som mest sannsynlige.

2. Teori

2.1 Overføringsnettet

Overføringsnettet er et nett som distribuerer elektrisk energi fra produksjon til kunden. I Norge bestod overføringsnettet av tre hovedtyper, men i 2016 ble det gjort en endring sånn at det nå bare er to hovedgrupper. Disse to er transmisjonsnett og distribusjonsnett. Siden de tre hovedgruppene ikke er utdatert og fortsatt benyttes, har rapporten valgt å benytte disse. Disse tre er [25]:

Sentralnettet: Sentralnettet er et landsdekkende nett og er selve hovedveiene for de elektriske føringene. Nettet eies og driftes av det statlige foretaket Statnett. Spenningsnivået i sentralnettet er fra 300- til 420kV.

Regionalnettet: Regionalnettet er nettet under sentralnettet. Nettet eies og driftes av de store nettleverandører i Norge, blant annet Eidsiva Energi. Spenningsnivået i regionalnettet er fra 33- til 132kV.

Distribusjonsnettet: Distribusjonsnettet er nettet under regionalnettet og er det laveste nettnivået i Norge. Nettet eies og driftes av lokale nettleverandører rundt om i landet, og er det eneste nettet som går ut til kundene. Spenningsnivået i distribusjonsnettet går fra 0,23- til 22kV. Distribusjonsnettet er nettet som omhandles i rapporten.

2.2 Effekt

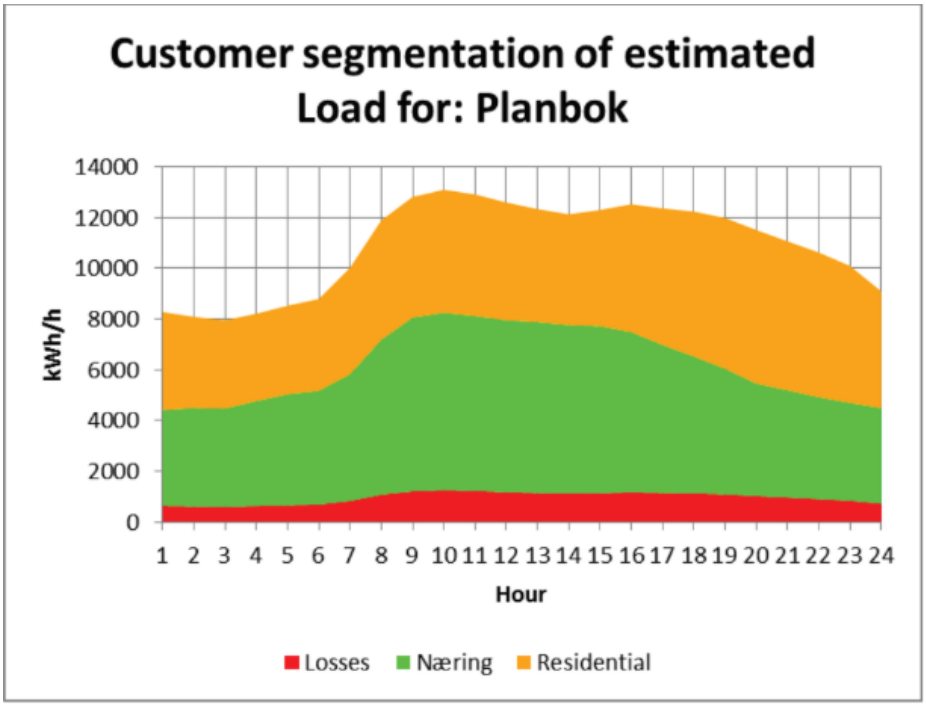
I rapporten er begrepet effekt ofte benyttet, da effektbehov er en vesentlig del av oppgaven. For å kunne forstå utfordringer i kraftnettet er det viktig å kunne skille mellom effekt og energi. Energi er mengden utført arbeid, det vil si en total mengde arbeid som kreves for å kunne utføre en oppgave. Effekt er utført arbeid over en gitt tidsperiode, eller med andre ord energi over en gitt tidsperiode. Effekten til en mengde energi, er relativ til hvilken tidsramme man benytter. I rapporten benyttes ofte benevningen Watt (W) for effekt, da benevningen er en avledet SI-enhet som er vanlig å benytte innen elkraft. En Watt er en energimengde på en Joule over en tidsramme på ett sekund (J/s).

2.2.1 Effekttopper

Ved levering av energi til kunder vil energileverandørene oppleve effekttopper. En effekttopp er de effektene som er større enn normalen som blir levert over en tidsperiode. I rapporten er effekttopper beskrevet som effekten per time Effekttoppene oppstår som følge av at man ikke leverer en lik mengde energi over en tidsperiode, som igjen oppstår av at kundene har ulike bruksmønstre. Typiske bruksmønstre for strømkunder er at forbruket er lavere om natten, og høyere om morgenen og ettermiddagen (se figur 5). Komponentene i et overføringsnett har en maksimal belastning som komponentene håndterer over en gitt tidsperiode. Komponentene i overføringsnettet må derfor være dimensjonert for å håndtere effekttoppene.

For eksempel kan en energileverandør levere 24kWh til en kunde i løpet av et døgn. Ved en jevn levering av energi ville effekttoppene blitt 1kW, som gjør at nettet må være dimensjonert for det.

Si at et nettselskap leverer en gitt mengde energi hvert døgn, denne energien er anlegget godt nok utrustet til å kunne håndtere hvis energien skal leveres jevnt gjennom et døgn. Problemet oppstår når etterspørselen av energi er høy og store mengder av energien skal leveres over en kort tidsperiode, det er her det er høyest effekt og anlegget vil oppleve mest utfordringer med å levere energien. Utfordringene er at høyspentanlegg ofte ikke er dimensjonert for å håndtere de høye effektene.



Figur 5 Effektfordeling for et døgn [17].

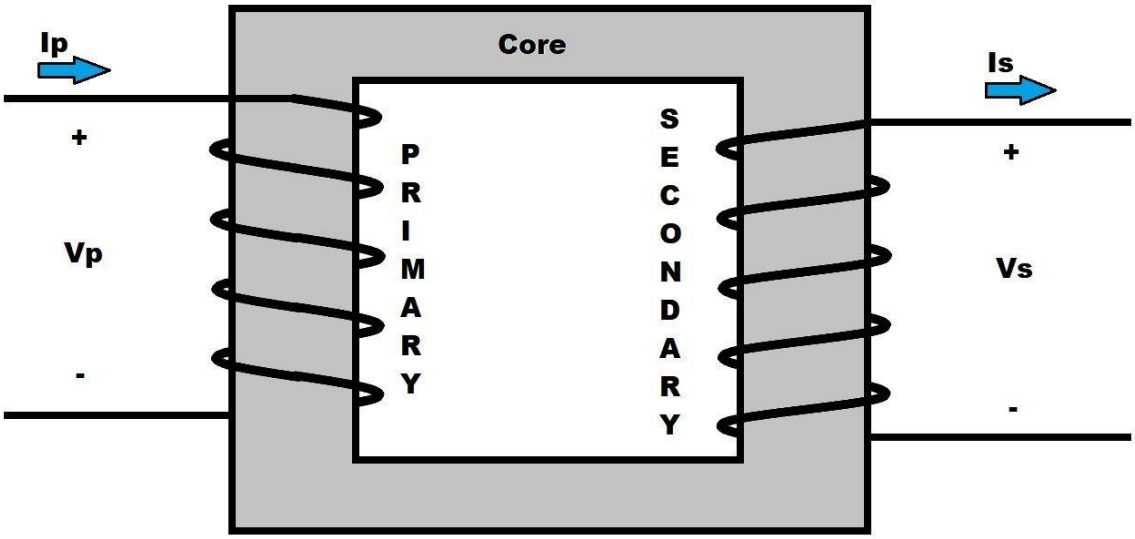
2.3 Komponenter i kraftnettet

2.3.1 Transformator

En transformator er en komponent som gjør det mulig å endre på spenningsnivået ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Transformatorer har mange bruksområder. Innenfor kraftnettet blir transformatorer primært brukt til å endre spenningen mellom de ulike nivåene i overføringsnettet (se kap. 2.1).

Prinsippet for en transformator er at den har en primær- og sekundærside (se figur 6). Forsyningsspenningen magnetiseres i jernkjernen på primærsiden og gjør at det blir indusert en spenning på sekundærsiden.

En ideell transformator (en transformator uten tap) vil ha lik effekt på primær- og sekundærsiden. Grunnen til at det er lik effekt på begge sider er termodynamikkens første hovedsetning. Setningen sier at: “Energimengden i universet eller i et isolert system er konstant. Energi kan aldri oppstå og aldri tilintetgjøres, men kan kun gå over i andre former” [20, s. 11]. Videre sier formelen Ohms lov at effekt er et produkt av strøm og spenning. Dette betyr at når effekten er konstant og hvis spenningen reduseres, må strømmen øke. En typisk transformator i distribusjonsnettet vil ha høyere spenning og lavere strøm på primærsiden, og lavere spenning og høyere strøm på sekundærsiden.



Figur 6 Prinsippfigur av transformator [16].

Merkeytelsen til en transformator er ofte oppgitt i tilsynelatende effekt som har benevningen Voltampere (VA). De fleste transformatorene kan ha en høyere belastning enn oppgitt merkeytelse, men dette kan påvirke transformatorens levetid. Dette betyr at en transformator kan belastes relativt høyt over en kort tidsperiode.

2.3.2 Kabel og linje

Kabler og linjer benyttes til å overføre elektrisk energi. Disse har en termisk maksimal belastning, som begrenses når kablene og linjene får for høy temperatur. NetBas regner belastningsgraden til en kabel eller linje basert på andelen strøm i ledningskomponenten i forhold til maksimal merkestrøm referert til 20 °C. Ved en høy belastningsgrad vil ledningskomponentene få høyere spenningsfall, og mer effekttap i ledningsnettet. Dette gjør at det leveres energi ut i ledningsnettet som aldri når kunden, noe som vil gi økonomiske tap for nettleverandøren.

Spenningen som leveres til kundene skal være ± 10% av den nominelle spenningen [21]. Belastningen endrer seg gjennom et år, noe som fører til spenningsvariasjoner. Det er ingen forskriftsmessige begrensninger rundt spenningsfallet i høyspenningsnettet, men spenningsvariasjoner i høyspenningsnettet vil gi spenningsvariasjoner i lavspenningsnettet. Transformatorer kan ha trinnfunksjon for å kunne justere spenningen på sekundærsiden. Trinnfunksjonen kan endres både manuelt og automatisk, men de automatiske transformatorene har vanligvis en høyere innkjøpspris. Eidsiva Energi ønsker ikke et spenningsfall på over 6% i høyspenningsnettet, da dette kan gi utfordringer med spenningen i lavspenningsnettet.

2.4 Velanders metode

Velanders metode benyttes for å finne det maksimale effektforbruket for en homogen bygningsmasse. Metoden er basert på årlig energiforbruk, sammenlagring, klimaforhold og bruksmønster. Svakhetene ved denne metoden er at man må ha en homogen bygningsmasse, da metoden ikke tar høyde for sammenlagring mellom ulike bygningstyper. Velanders metode beregner effektbehovets middelverdi. Det fører til at standardavviket minker hvis antall enheter økes, gitt at bygningsmassen er homogen [15].

Formel 1 Velanders metode [15].

$$P_{maks} = K_1 * E + K_2 * \sqrt{E} \tag{1}$$

P_{maks} = Den største effekten for bygningsmassen (W).

K_1 = Velanders 1. konstant, som er den inverse av brukstiden ved full sammenlagring.

K_2 = Velanders 2. konstant, som korrigerer for sammenlagring av mange enheter.

E = Det totale elektriske energiforbruket for et år (Wh).

Tabell 1 Velander konstantene med [15] og uten [22] elektrisk oppvarming.

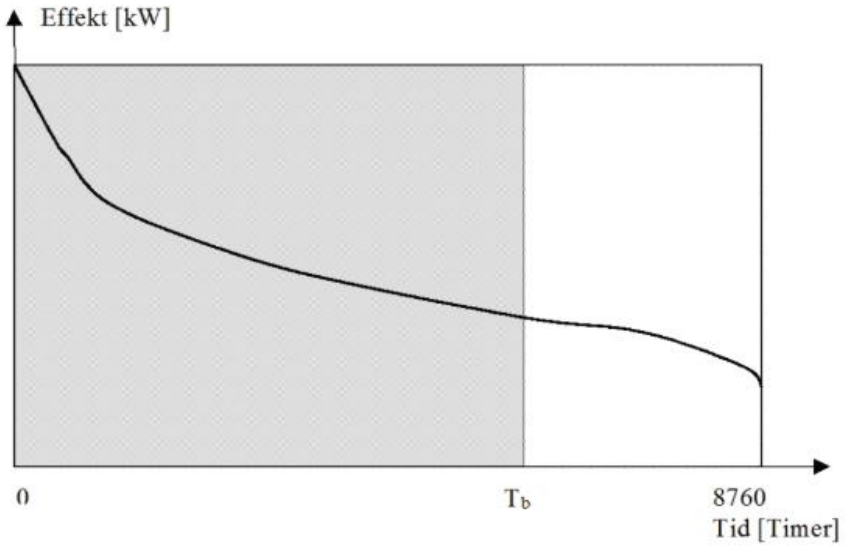
Kundetype	**K_1**	**K_2**
Eneboliger	0,000237	0,0119
Rekkehus	0,000235	0,0116
Blokkleiligheter	0,000264	0,0140
Husholdning uten elektrisk oppvarming	0,00033	0,050

Fordelingen av bygningstyper i Strandsonen er valgt til å være boligblokk og næringsbygg. Velanders metode vil derfor være en god metode da de ulike bygningstypene blir ansett å være homogene.

På Ingeberg er det primært boenheter som skal bygges. Velanders metode vil derfor være en god metode for dette området, da det vil bli en homogen bygningsmasse.

2.5 Brukstid

Brukstid er antall timer det maksimale effektuttaket benytter på å levere det årlige energiforbruket (se figur 7). Metoden er god når årlig energiforbruk og brukstid er kjent. Brukstiden avhenger av antall enheter som er koblet til knutepunktet som blir beregnet. Ved beregning av mange enheter vil ikke effekttoppene være sammenfallende, og brukstiden vil øke [18].



Figur 7 Brukstid illustrert ved en varighetskurve [18].

I formel 2 kan man se at brukstid har en sammenheng med Velanders metode. Begge metodene kan benyttes for å finne effektbehovet. Brukstid som metode egner seg i områder hvor brukstiden er kjent.

Formel 2 Brukstid [18].

$$T_b = \frac{E}{P_{maks}} = \frac{E}{K_1 * E + K_2 * \sqrt{E}} = \frac{1}{K_1 + \frac{K_2}{\sqrt{E}}} \quad (2)$$

T_b = Brukstiden i timer (h).

P_{maks} = Den største effekten for bygningsmassen (W).

E = Det totale elektriske energiforbruket for et år (Wh).

K_1 = Velanders 1. konstant, som er den inverse av brukstiden ved full sammenlagring.

K_2 = Velanders 2. konstant, som korrigerer for sammenlagring av mange enheter.

2.6 AMS

Avansert Måle- og Styringssystemer, ofte omtalt som bare AMS, er et system for å avlese strømforbruk. Systemet er utviklet for at energileverandør og kunde enkelt skal kunne lese av forbruket, og består av digitale målere som kan kommunisere med en sentral. Innen 1. januar 2019 skulle alle norske husstander benytte seg av AMS [1], med mindre kunden hadde gyldig grunnlag fra NVE for å slippe.

Fordelene med AMS er at man vil kunne utføre nøyaktige målinger for store områder eller enkeltkunder, hyppigere enn hva man tidligere kunne utføre. Dette bidrar til å danne et mer nøyaktig bilde av forbruket i forskjellige områder. Da AMS lagrer forbruksdata fra alle sine kunder hvert 60. minutt eller hyppigere, kan det være en pålitelig metode å sammenligne og beregne effektbehovet for lignende områder.

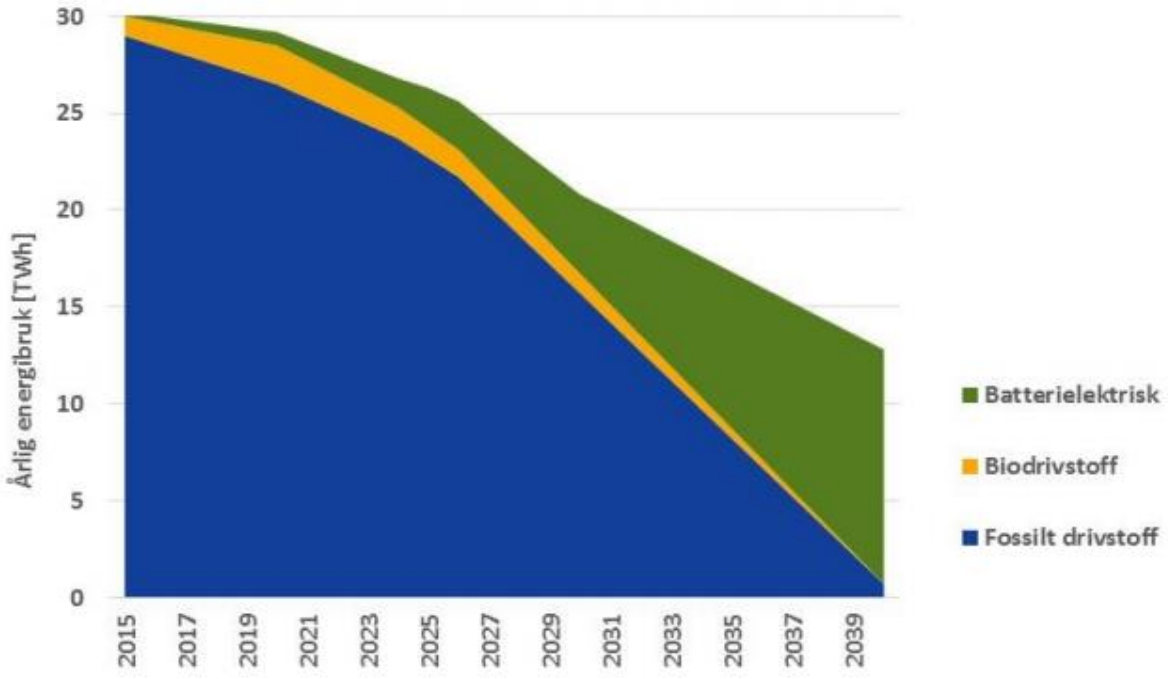
Eidsiva Energi sine kunder har i likhet med resten av strømkundene i Norge byttet til AMS. På tidspunktet rapporten ble skrevet er det ikke nok tilgjengelige lagrede AMS verdier til å kunne gi gode estimater for beregning av effektbehov.

2.7 Elbil

Regjeringen har satt som mål at alle nye personbiler og lette varebiler som selges fra 2025 skal være nullutslippsbiler. Hensikten med dette målet er å kunne minske landets klimaavtrykk og bedre miljøet i byene. Med nullutslippsbiler menes det biler som ikke har noe utslipp etter produksjon. Norge har opplevd en økning i salget av elektriske kjøretøyer og ifølge NVE [2] vil elektrisitet bli den dominerende teknologien for kjøretøyer i Norge over de neste årene. Derfor har denne rapporten tatt utgangspunkt i at tilnærmet alle nullutslippsbiler vil være elbiler [3].

Ifølge NVE sine prognoser, basert på regjeringens mål og økningen av elbilsalget, er det antatt at det vil være 1,5 million elektriske personbiler og flere hundre tusen små elektriske varebiler i den norske bilparken i 2030 [2]. Dette er ca halvparten av den norske bilparken.

Ifølge figur 8, vil energiforbruket til personbiler tilnærmet kun bestå av elektrisk energi i 2040. Basert på figur 8 kan det se ut som bilparken reduseres når energiforbruket går ned. Dette skyldes at elektriske kjøretøy er mer energieffektive.



Figur 8 Illustrasjon av utviklingen i energibruk til personbiler og varebiler i Norge [2].

2.7.1 Elbillading

Lading av elektriske kjøretøy kan utføres ved ulike effekter. Ladeeffekt og batterikapasitet er avgjørende for hvor lang tid ladeprosessen vil ta. Tabell 2 viser en oversikt over ulike lademuligheter som finnes for husholdninger.

Tabell 2 Tabell over vanlige ladeuttak for husholdninger [4].

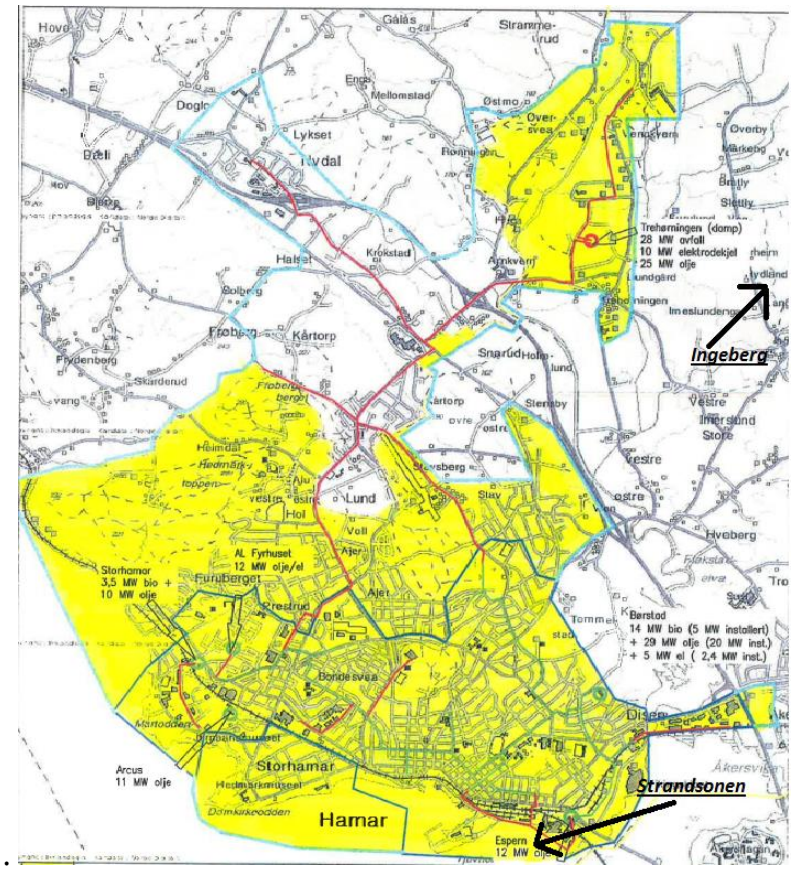
Type lader	Spenning/strøm/antall faser	Effekt [kW]
Husholdningskontakt	230V/10A/1-fase	2,3
Ladestasjon	230V/16A/1-fase	3,6
Ladestasjon	230V/32A/1-fase	7,3
Ladestasjon	400V/16A/3-fase	11
Semihurtiglading	400V/32A/3-fase	22

2.8 Fjernvarme i Hamar kommune

Selskapet som er ansvarlig for fjernvarmen i Hamar kommune, eies av kommunen, og heter Hamarregionen fjernvarme [5]. Selskapet ble opprettet i 2000 for at Hamar Kommune skulle følge utviklingen innenfor klima og miljø. Fjernvarmen som blir produsert og sendt ut fra Trehørningen energisentral driftes av Eidsiva Bioenergi, som er et datterselskap av Eidsiva Energi.

Ifølge Eidsiva Bioenergi kan fjernvarmen som produseres på Trehørningen dekke oppvarming og tappevann for tilkoblede bygninger. Det er ikke behov for elektrisk reserve, da Trehørningen har egen reserve [23].

Hamar kommune er delt opp i konsesjonsområder for tilknytningsplikt til fjernvarme. Strandsonen befinner seg innenfor et konsesjonsområde, mens Ingeberg ligger utenfor (se figur 9).



Figur 9 Konsesjonsområdet tilknytningsplikt til fjernvarme [6].

2.9 NetBas

NetBas er et simuleringsprogram som lagrer informasjon i programmets skytjenester. Programmet er utviklet av IT-selskapet Powel, som har ansvaret for å forbedre og oppdatere programmet. Formålet med NetBas er forenkling og effektivisering av arbeidsprosesser [7].

NetBas er et multifunksjonelt program som kan benyttes til dokumentasjon, prosjektering, vedlikehold og analyser. Dette gjør programmet til et godt arbeidsverktøy for nettselskaper. NetBas opererer med et nettbilde som ligger under normal drift. Programmet er basert på beregninger, og ikke målinger, noe som gjør at de reelle tallene kan avvike fra verdiene i NetBas. Normalt ligger verdiene i NetBas noe høyere enn de reelle verdiene.

2.9.1 NetBas i rapporten

Rapporten benytter NetBas på alle simuleringer, da dette er standardprogram for oppdragsgiver. Rapporten benytter målinger av effektuttaket på Børstad transformatorstasjon, som blir lagt inn i NetBas for å oppnå en mer realistisk simulering. Når målingene er lagt inn i NetBas, legges de estimerte belastningene for Strandsonen og Ingeberg inn for så å kunne gjennomføre simuleringene.

3. Energi- og effektbehov

3.1 Krav

3.1.1 TEK17

TEK17 er en forskrift om tekniske krav til byggverk som skal oppføres i Norge etter 01.07.2017 [19]. Forskriften setter blant annet krav til det maksimale energibehovet i ulike bygningstyper (se tabell 3). Kravene til det maksimale energibehovet er basert til klimaet i Oslo, og burde dermed temperaturkorrigeres til aktuelt klima. Dette skyldes at klimaforholdene endrer energibehovet til oppvarming.

Tabell 3 Utklipp av TEK17. Totalt netto energibehov [8].

Bygningskategori	**Totalt netto energibehov [kWh/m² oppvarmet BRA per år]**
Småhus, samt fritidsbolig over 150m² oppvarmet BRA	100 + 1600/m² oppvarmet BRA
Boligblokk	95
Kontorbygning	115
Forretningsbygning	180

3.1.2 Temperaturkorrigering

For å finne et reelt energibehov for klimaet i Hamar, må kravene temperaturkorrigeres. Temperaturkorrigeringen gjøres ved å benytte formel 3. Ifølge Enovas byggstatistikk 2016 er normalgradtallene for Hamar 4692, og for Oslo er det 4052 [9]. Normalgradtallet er basert på målinger gjort fra 1981-2010 i Hamar og Oslo.

Formel 3 Temperaturkorrigering [9].

$$E_T = E * (1 - T) + E * T * \frac{Normalgradtall_{Hamar}}{Normalgradtall_{Oslo}} \qquad (3)$$

E_T = Temperaturkorrigert energibehov (Wh).

E = Energibehovet uten temperaturkorrigering (Wh).

T = Temperaturavhengig andel.

3.2 Fjernvarme

Både fjernvarme og elektrisitet er former for energi, og kan oppgis i benevningen Wh. Ifølge Eidsiva Bioenergi vil fjernvarmen dekke det elektriske energibehovet til oppvarming og tappevann. Dermed kan energibehovet til oppvarming og tappevann fjernes fra det totale elektriske energibehovet. I tabell 4 er en oversikt over hvor mye av energibehovet som gjennomsnittlig dekkes av fjernvarme i ulike bygningstyper.

Tabell 4 Reduksjon i energibehov med fjernvarme [11].

	Tappevann	**Oppvarming**	**Samlet reduksjon:**
Husholdninger	15%	55%	70%
Næringsbygg	3%	40%	43%

3.3 Elbilscenarioer

3.3.1 Scenario 1: Basert på litteratur

NVE har publisert en rapport hvor den norske elbilutviklingen undersøkes [2]. NVE rapporten inneholder tre ulike scenarier hvor tilleggseffekt til lading av elbiler per husholdning blir estimert (se tabell 5).

Det er valgt å benytte scenario 3 i tabell 5 for estimering av effektbehov til lading av elbiler for Strandsonen og Ingeberg. Dette gjøres på grunnlag av at NVE antar i rapporten at det vil være 1,5 million elbiler i 2030, og basert på dagens elbilutvikling antas det at det vil bli lagt til rette for elbillading i Strandsonen og Ingeberg.

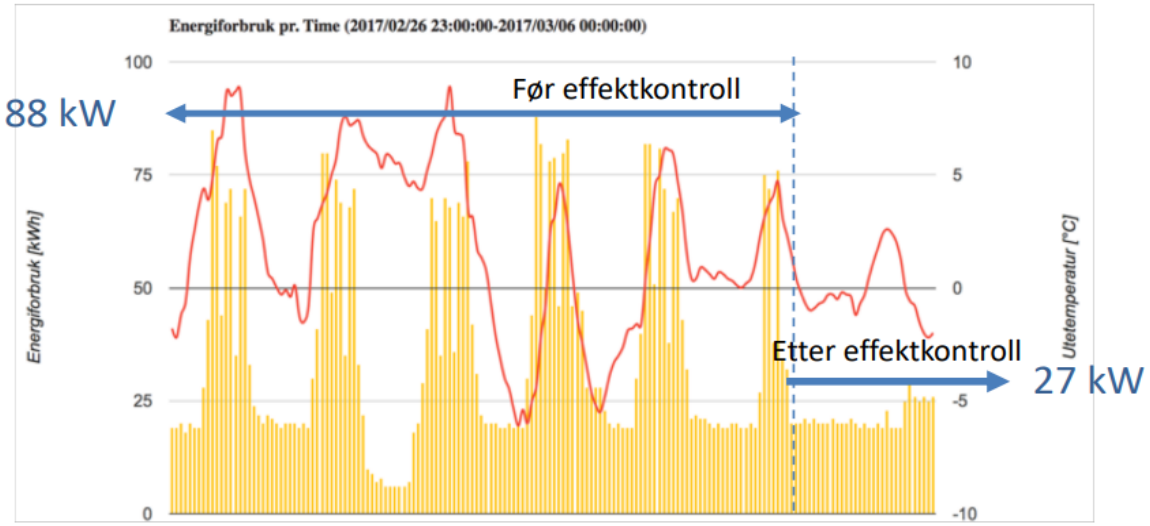
Tabell 5 Ulike ladescenarioer [2].

Scenario	**Ant. elbiler pr. husholdning**	**Ladeeffekt [kW]**	**Samtidig lading**	**Tillegg effekt pr. hush. i maxlast [kW]**
1.	0,5	5,1	30%	1
2.	0,75	6,0	50%	2
3.	1	7,1	70%	5

3.3.2 Scenario 2: Effektregulering

Effektregulering for lading av elbiler gjør det mulig å lade på høye effekter uten å skape høye effekttopper i nettet. Dette gjøres ved å overvåke effektforbruket i et anlegg, og styre antall ladere som kan benyttes til enhver tid. En måte å gjøre dette på er å sette en effektbegrensning, slik at anlegget ikke har mulighet til å overstige denne. Ut fra effektbegrensningen styres antall ladere som kan lades samtidig basert på tilgjengelig effekt. Denne typen effektregulering gjør at ladingen kan skje effektivt, uten å skape effekttopper over effektbegrensningen.

I figur 10 ser man målinger utført før og etter effektregulering av det elektriske anlegget til et bygg. Figuren viser at etter effektreguleringen er effekttoppene rundt en tredjedel av toppene før reguleringen. Eksempelet er hentet fra Enoco som jobber med effektregulering av bygg [24].



Figur 10 Effektforbruk før og etter effektregulering [24]

4. Effektbehov Strandsonen

4.1 Bygningsmasse

Som beskrevet i kapittel 1.9 er det valgt å benytte Espern som bygningsfordeling mellom boligblokk, næring og parkering for Strandsonen (se tabell 6).

Tabell 6 Fordeling av bygningstyper Espern.

Formål	Antall enheter	Kvm [m²]	Fordeling
Boligblokk	520	50 960	60,5%
Næring	100	10 900	12,9%
Parkering		22 360	26,5%
Totalt	**620**	**84 220**	**100,0%**

I tabell 7 er energibehovet per kvadratmeter beregnet både med og uten fjernvarme. Det er ikke tatt hensyn til temperaturkorrigering, da fjernvarmen dekker den temperaturavhengige andelen av energibehovet.

Tabell 7 Fordeling av bygningstyper Strandsonen.

Formål	Antall enheter	Kvm [m²]	E_{tot} [kWh/m²]	Andel fjernvarme [%]	$E_{elektrisk}$ [kWh/m²]
Boligblokk	1 544	151 270	95	70	28,5
Næring	297	32 356	115	40	69,0
Parkering		66 374			
Totalt		**250 000**			

I tabell 8 er det totale energibehovet beregnet for de ulike bygningstypene. Ved å benytte Velanders metode (1) blir da det beregnede effektbehovet for de nye bygningsmassene i Strandsonen 2 338kW.

Tabell 8 Beregning effektbehov bygningsmasse Strandsonen.

Formål	Elektrisk [kWh]	K_1	K_2	P_{maks} [kW]
Boligblokk	4 311 209	0,00033	0,05	1 527
Næring	2 232 546	0,00033	0,05	811
Totalt	**6 543 754**			**2 338**

4.2 Scenario 1: Elbiler basert på litteratur

I tabell 9 er effektbehovet ved lading av elbil beregnet til 9 147kW. Effektbehovet kan føre til at det vil bli kostbart for kunden om ladingen skal gjøres på denne måten, med tanke på et eventuelt anleggsbidrag. Dette fører til at det benyttes effektregulering (scenario 2) videre i rapporten, da dette scenarioet blir ansett som det mest sannsynlige.

Tabell 9 Effektbehov elbil ved hjelp av NVE rapport Strandsonen [2].

Formål	Antall	Ladeeffekt pr. lader [kW]	Samtidighet	Effektbehov [kW]
Bolig	1 544	7,1	0,7	7 672
Næring	297	7,1	0,7	1 475
Totalt	**1 841**			**9 147**

4.3 Scenario 2: Effektregulering

For å finne en sannsynlig effektbegrensning, er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig kjørelengde for en norsk personbil [10] og det gjennomsnittlige energibehovet for en elbil [2]. Scenarioet tar utgangspunkt i at elbilene har kjørt den gjennomsnittlige daglig kjørelengden og starter ladingen på samme tidspunkt, og at det er maksimalt effektuttak i bygningsmassene. Effektbegrensningen er basert på effektiviteten i ladeprosessen, hvor ladeprosessen til det gjennomsnittlige daglige energibehovet er satt til å ikke overstige 3 timer (se tabell 10).

Tabell 10 Daglig ladetid elbil.

Formål	Ant. ladere	Gj.snittlig årlig kjørelengde [km]	Gj.snittlig energibehov elbiler [kWh/km]	Årlig energibehov [kWh]	Daglig ladetid per elbil [min]	Tot. ladetid elbilene per dag [min]
Boligblokk	1544	12 140	0,2	2 428,8	18	180
Næring	297	12 140	0,2	2 428,8	18	180

I tabell 11 er det valgt en ladeeffekt på 22kW, for å oppnå en mer effektiv lading ved ledig kapasitet i anlegget. Det samlede effektbehovet er da beregnet til 4 050kW.

Tabell 11 Samlet effektbehov elbillading.

Formål	Ladeeffekt [kW]	Samtidighet	Daglig energibehov [kWh]	Effektbehov [kW]
Boligblokk	22	0,1	10 274	3 397
Næring	22	0,1	1 976	653
Total				**4 050**

5. Effektbehov Ingeberg

5.1 Bebyggelse

For å finne effektbehovet til bebyggelsen på Ingeberg benyttes det som anses som en gjennomsnittlig størrelse på boenhetene. Det er valgt å benytte 200m^2 for eneboliger, og 110m^2 for rekkehus og leiligheter. Fordelingen på den totale bygningsmassen er valgt til 40% eneboliger, og 60% rekkehus og leiligheter (se tabell 12).

Tabell 12 Fordeling av bebyggelse på Ingeberg.

Formål	**Ant. boenheter**	**Gj.snitt areal per boenhet [m²]**	**Totalt [m²]**	**E [kWh/m²]**	**E (1600/m²) [kWh/m²]**	**E_{tot} [kWh/m²]**
Enebolig	367	200	73 400	100	8,0	108,0
Rekkehus/ leiligheter	551	110	60 610	100	14,5	114,5

Energibehovet er basert på tall fra tabellen i TEK17 [8]. For Ingeberg er det ikke tilkoblingsplikt til fjernvarme og derfor er energibehovet temperaturkorrigert (3). Ut fra dette er gjennomsnittlig energibehov per boenhet beregnet (se tabell 13).

Tabell 13 Gjennomsnittlig energibehov pr boenhet på Ingeberg.

E_{tot} [kWh/m²]	**Andel temp. avhengig**	**Normalgradtall Hamar**	**Normalgradtall Oslo**	**Temp.korr. E_{tot} [kWh/m²]**	**E_{tot} [kWh/enhet]**
108,0	0,55	4 692	4 052	117,4	23 476
114,5	0,55	4 692	4 052	124,5	13 695

I tabell 14 er Velanders metode (1) benyttet og det totale effektbehovet for bygningsmassen er beregnet til 3882kW.

Tabell 14 Beregnet effektbehov Ingeberg.

Formål	E_{tot} [kWh]	K_1	K_2	P_{maks} [kW]
Enebolig	8 615 841	0,000237	0,0119	2 077
Rekkehus	7 545 708	0,000235	0,0116	1 805
Total	**16 161 550**			**3 882**

5.2 Scenario 1: Elbiler basert på litteratur

På Ingeberg planlegges utbygging av et boligfelt, og det er sannsynlig at det ikke blir felles parkeringsanlegg som i Strandsonen. Det antas derfor at det ikke vil bli effektregulerende løsninger for lading. Det er derfor valgt å benytte scenario 1 (se kap. 3.3.1). Scenarioet fører til et effektbehov på 4 562kW (se tabell 15).

Tabell 15 Effektbehov elbil ved hjelp av NVE rapport Ingeberg [2].

Formål	Antall	Effekt/stk [kW]	Samtidighet	Effektbehov [kW]
Enebolig	367	7,1	0,7	1 824
Rekkehus	551	7,1	0,7	2 738
Total	**918**			**4 562**

6. Resultat

6.1 Børstad transformatorstasjon

Børstad transformatorstasjon består av tre transformatorer, og har en total dekning på 85MVA. To av transformatorene (T1 og T2) er operative, og har en kapasitet på 30MVA hver. Den tredje (T3) opererer som reserve og har en kapasitet på 25MVA.

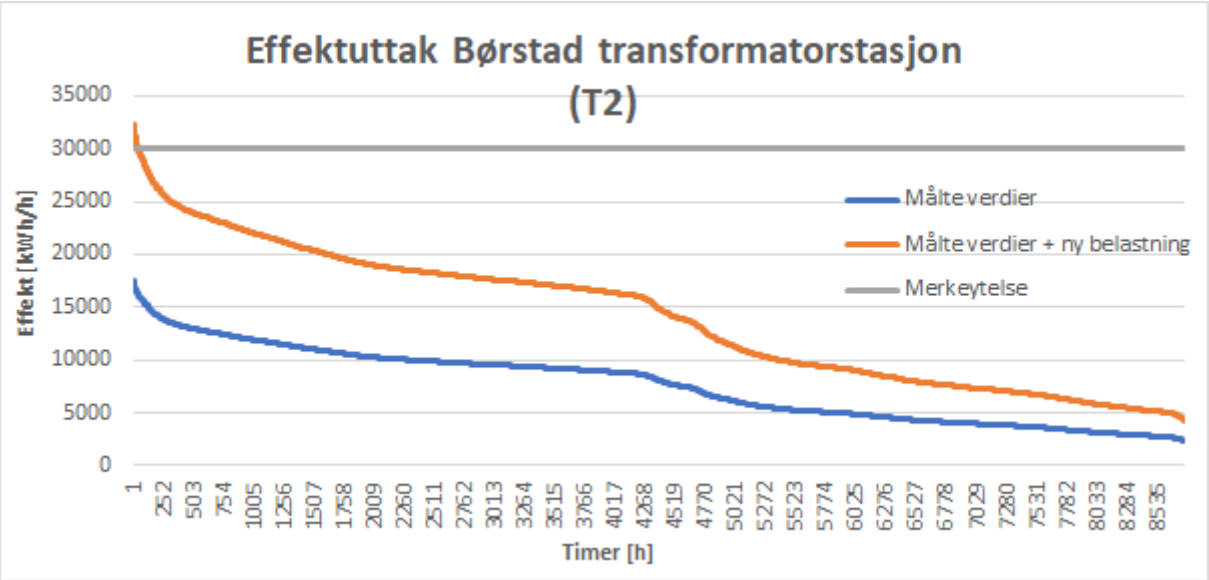
6.1.1 Målinger

Det er utført målinger av gjennomsnittlige effekt per time i tidsperioden 03.04.18 til 03.04.19 på transformatorene T1 og T2. Målingene er timebasert energiuttak i løpet av et år og har benevningen kWh/h. Med benevningen kWh/h, menes gjennomsnittlig effekt over en time.

Målingene viser at effektuttaket i T1, som hverken forsyner Strandsonen eller Ingeberg, er rundt 20MVA. Dette representerer rundt 66% av transformatorens merkeytelse. Effektuttaket til T2 er rundt 16,5MVA, altså 55% av T2 sin merkeytelse. Børstad hadde i tidsperioden en maksimal belastning på 35MVA, noe som tilsvarer 41% av transformatorstasjonens totale merkeytelse med reserve.

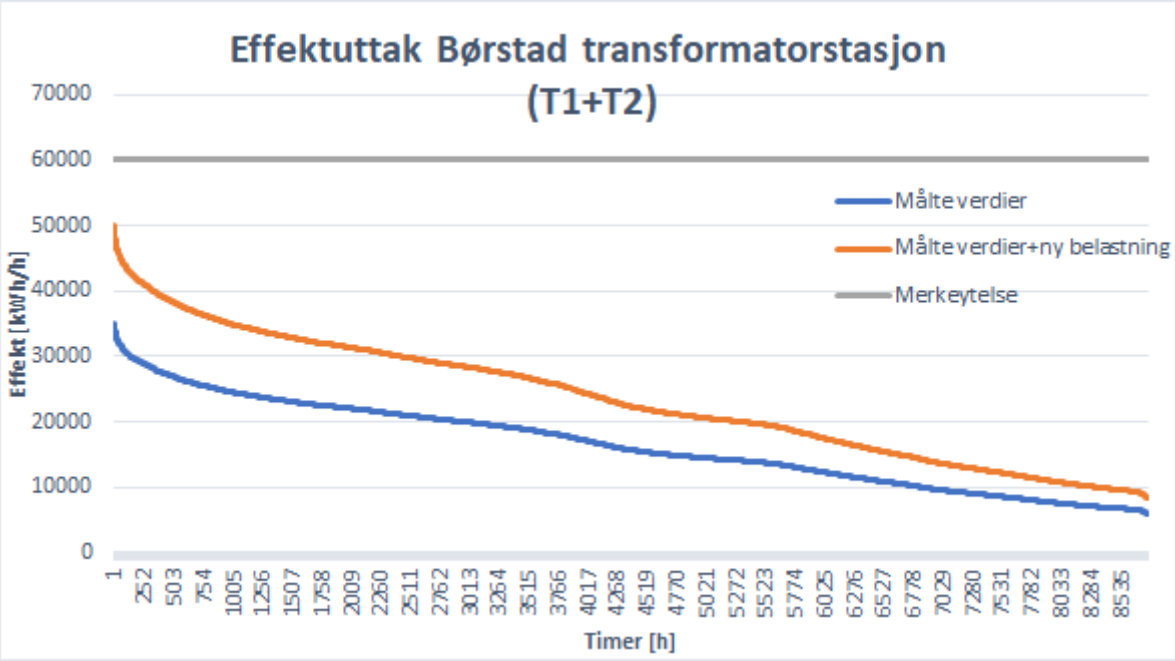
6.1.2 Simuleringer i NetBas

Figur 11 illustrerer effektuttaket til T2 gjennom et år. Verdiene er sortert fra størst til minst for å kunne gi en illustrasjon av antall timer i året transformatoren blir overbelastet. Det er antatt at bruksmønsteret til de nye og gamle belastningene er like. Dette er gjort for å illustrere hvordan effekten fordeles gjennom året med den nye belastningen.



Figur 11 Varighetskurve T2.

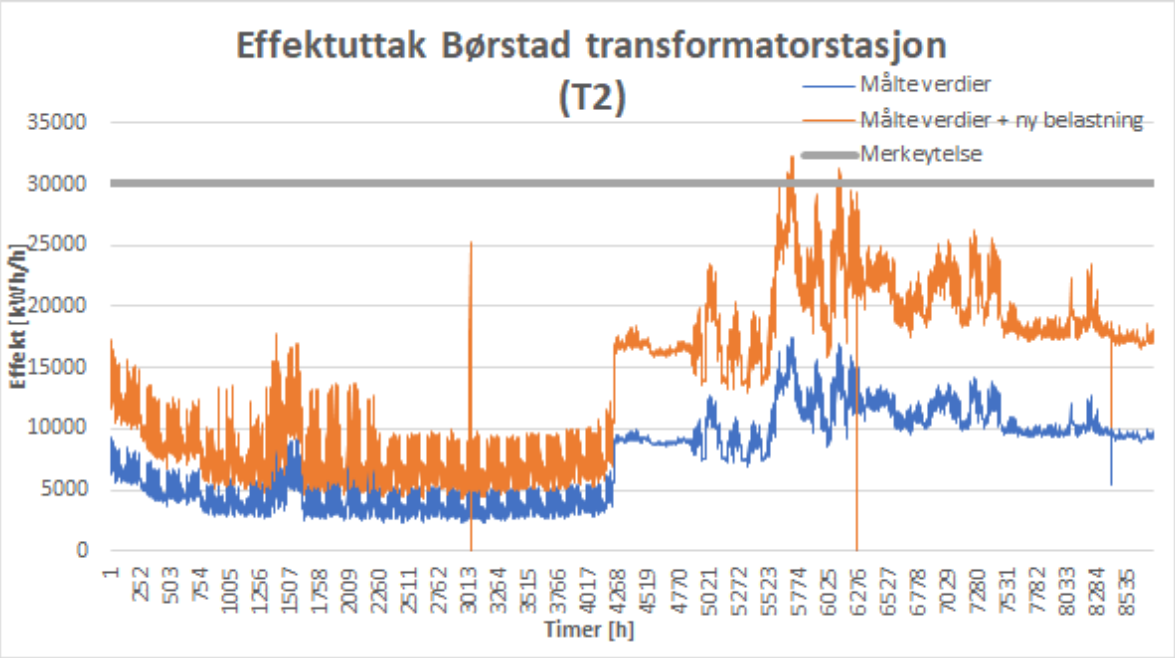
I figur 12 er belastningen jevnt fordelt mellom T1 og T2. Ved jevn fordeling illustrerer figuren om Børstad transformatorstasjon blir belastet høyere enn den samlede merkeytelsen.



Figur 12 Varighetskurve T1 og T2.

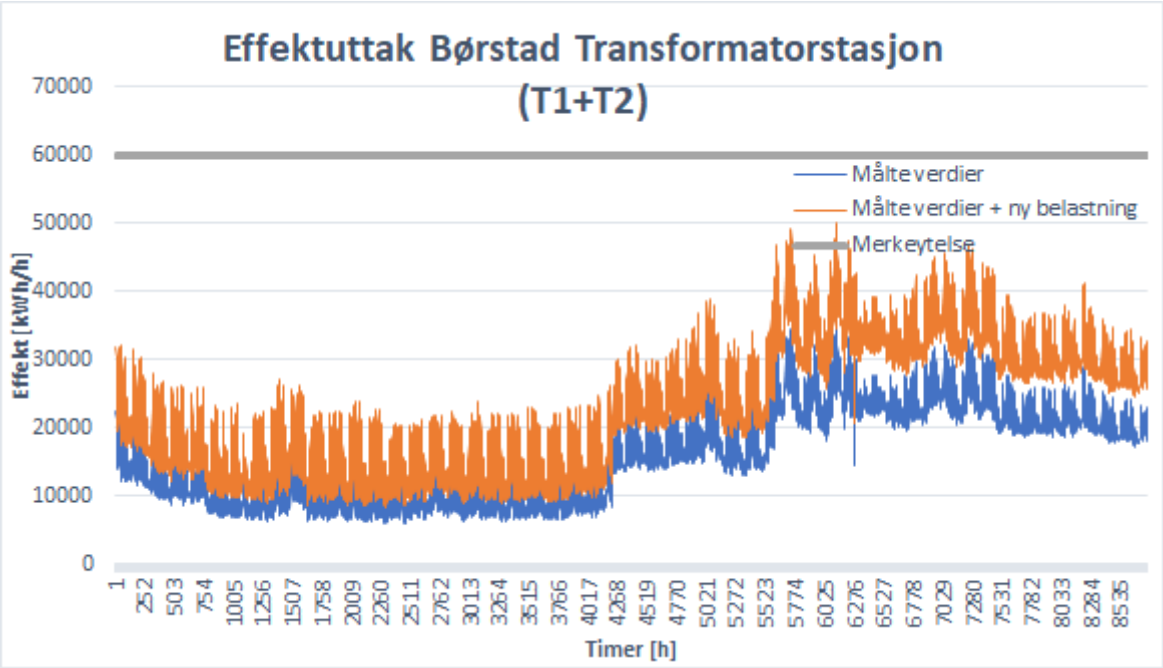
Målingene i figur 13 er fordelt gjennom et år. Figuren viser hvor lange perioder belastningen i T2 er høyere enn merkeytelsen.

I figur 13 er det noen abnormaliteter, hvor effekten er unormalt høy eller lav over korte perioder. Dette kan skyldes at noe av belastningen flyttes internt, eller mellom andre transformatorstasjoner, men kan også skyldes strømbrudd.



Figur 13 Effektuttaket til T2 fordelt gjennom et år.

I figur 14 er noen av abnormalitetene borte, noe som kan komme av at belastning har blitt flyttet internt i Børstad transformatorstasjon. Ved å flytte belastningen internt, vil abnormaliteter i målingene ikke gi utslag på det totale effektuttaket for T1 og T2.



Figur 14 Effektuttaket til T1 og T2 fordelt gjennom et år.

Tabell 16 viser at T2 vil bli belastet høyere enn merkeytelsen i 39 timer i året. Børstad transformatorstasjon har mulighet til å flytte avganger mellom T1 og T2, noe som gir muligheten til å fordele belastningen annerledes.

Tabell 16 Resultater Børstad transformatorstasjon.

	T1 + T2	**T2**
Timer over 100% av merkeytelse i året	0 timer	39 timer
Maksimal belastningsgrad av merkeytelsen	83%	108%

6.2 Avgang Ingeberg

6.2.1 Simuleringer i NetBas

For avgangen til Ingeberg er det gjort tre simuleringer i NetBas:

- Simulering 1: Eksisterende belastning.
- Simulering 2: Eksisterende belastning + estimert belastning
- Simulering 3: Eksisterende belastning + estimert belastning + belastning til reserve

I løpet av det siste året har avgangen til Ingeberg blitt brukt som reserve for et annet område, noe som har ført til en betydelig belastningsøkning. I simulering 3 er det undersøkt hvordan avgangen håndterer belastningsøkningen med den estimerte belastningen til Ingeberg i tillegg. Simulering 1 er den målte belastningen på avgangen, og simulering 2 er den målte og de estimerte effektbehovene til boenheter og elbillading på Ingeberg (se kap. 5).

Figur 4 i kap. 1.4.2 gir en oversikt over de ulike knutepunktene og deres plassering. Belastningsøkningen ble simulert i knutepunkt EKN21561 og den nye belastningen til Ingeberg ble lagt inn i knutepunkt EKN21564 (se tabell 17).

Tabell 17 Påført belastning Ingeberg.

Simulering	**Belastning [kW]**	**Knutepunkt**
Eksisterende belastning	667	#140515
Estimert belastning	8 444	EKN21564
Belastning til reserve	4 210	EKN21561

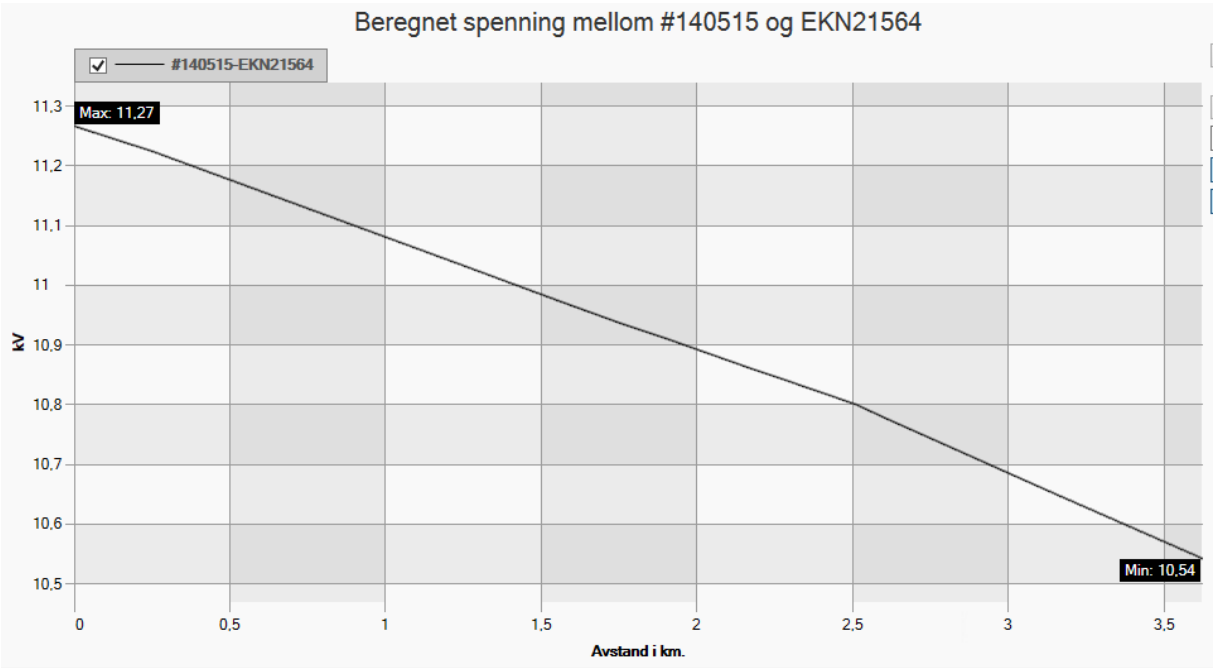
Tabell 18 viser at kabelen mellom Børstad transformatorstasjon og knutepunkt #180068 har en maksimal belastningsgrad på 113% ved simulering 2, og ved simulering 3 har den 168%. Den første kabelen ut fra transformatorstasjonen er sårbar for feilsituasjoner, da en feilsituasjon i kabelen vil påvirke resten av avgangen.

På den siste delen av linjen til Ingeberg, fra EKN21561 til EKN21564, er den maksimale belastningsgraden 92-94%. På denne delen av linjen er det mulighet for å forsyne Ingeberg fra to sider, ofte omtalt som ringkjøring, noe som gjør linjen mindre sårbar for feilsituasjoner.

Tabell 18 Maksimal belastningsgrad avgang Ingeberg.

Knutepunkt	Simulering 1: belastningsgrad [%]	Simulering 2: belastningsgrad [%]	Simulering 3: Belastningsgrad [%]
#140515 - #180068	8	113	168
#180068 - EKN83777	5	72	108
EKN83777 - EKN21541	5	72	108
EKN21541 - EKN21557	4	72	107
EKN21557 - EKN21560	4	71	106
EKN21560 - ENS04419	3	71	106
ENS04419 - EKN80430	3	70	105
EKN80430 - EKN21561	3	70	105
EKN21561 - EKN57774	3	94	94
EKN57774 - EKN21563	3	93	93
EKN21563 - EKN21564	2	92	92

Spenningsfallet kan gi utfordringer i kabel/linje-nettet, med tanke på effekttap og spenningsvariasjoner i ledningskomponentene. Spenningen på avgangen til Ingeberg er 11,267kV og i knutepunkt EKN21564 er spenningen 10,541kV (se figur 15). Dette utgjør et spenningsfall på 6,44%.



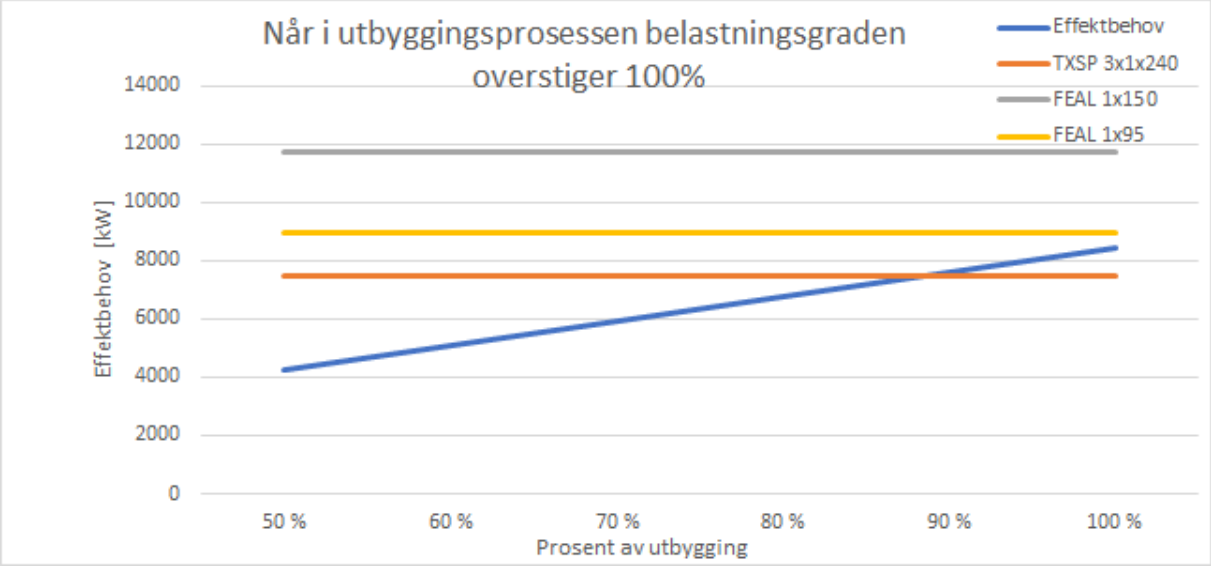
Figur 15 Spenningsfall avgang Ingeberg. Hentet fra NetBas..

Tabell 19 viser effekttapene mellom knutepunktene i kabel/linje-nettet på avgangen til Ingeberg. Effekttapene i kabel/linje-nettet i topplasttimene etter utbyggingene er på 389,3kW ut fra beregningene i rapporten.

Tabell 19 Effekttapene i kabel/linje-nettet før og etter utbyggingen i Ingeberg.

Knutepunkt	Resistans pr. faseleder [Ω]	Strøm før [A]	Strøm etter [A]	Effekttap før [kW]	Effekttap etter [kW]
#140515 - #180068	0,0215	35	513	0,079	17,0
#180068 - EKN83777	0,1272	35	513	0,467	100,4
EKN83777 - EKN21541	0,0414	35	513	0,152	32,7
EKN21541 - EKN21557	0,0230	31	509	0,066	17,9
EKN21557 - EKN21560	0,0174	25	503	0,033	13,2
EKN21560 - ENS04419	0,0333	22	500	0,048	25,0
ENS04419 - EKN80430	0,0106	18	496	0,010	7,8
EKN80430 - EKN21561	0,0298	18	496	0,029	22,0
EKN21561 - EKN57774	0,0201	18	496	0,020	14,8
EKN57774 - EKN21563	0,0987	15	492	0,067	71,7
EKN21563 - EKN21564	0,0935	10	488	0,028	66,8
Totalt				**0,999**	**389,3**

Figur 16 viser at ved ca. 90% av utbyggingen vil effektbehovet gjøre at belastningsgraden til kabelen (TFXP 3x1x240) fra Børstad transformatorstasjon til knutepunkt #180068 overstiger 100%. Ut fra beregningene vil ikke belastningsgraden til linjene overstige 100%.



Figur 16 Belastningsgraden til de ulike kabel og linjer underveis i utbyggingen.

6.3 Avgang Strandsonen

6.3.1 Simuleringer i Netbas

For avgangen til Strandsonen er det gjort to simuleringer:

- Simulering 1: Eksisterende belastning.
- Simulering 2: Eksisterende belastning + estimert belastning

Simulering 1 er de målte belastningene på avgangen fra Børstad transformatorstasjon (se tabell 20). Simulering 2 er verdien fra simulering 1, det estimerte effektbehovet til utbyggelsen og effektbehovet for elbillading basert på effektregulering i scenario 2 (se kap 3.3.2).

Tabell 20 Påført belastning Strandsonen.

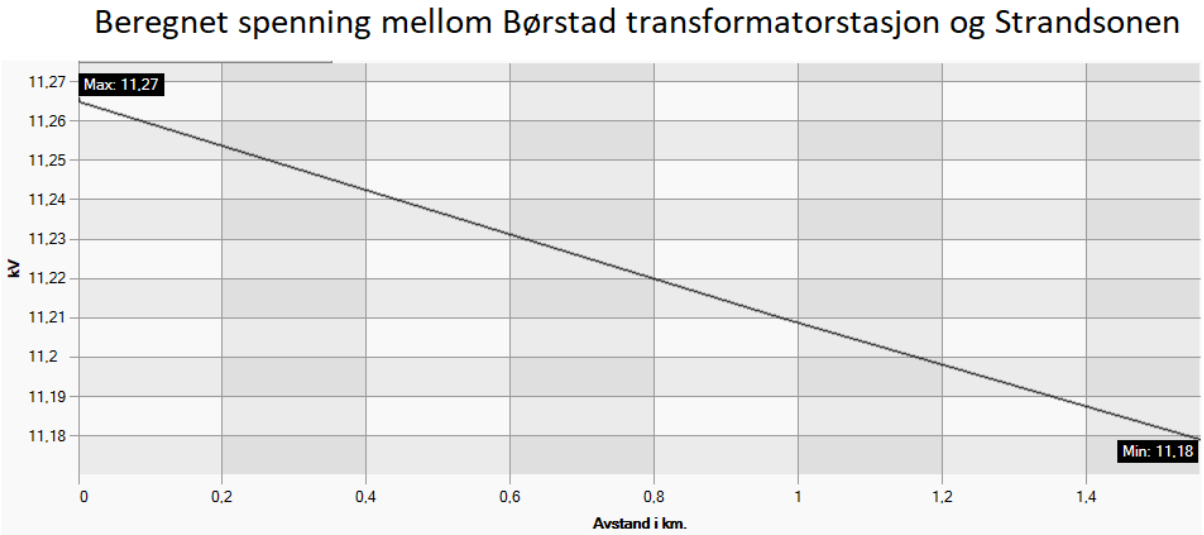
Simulering	**Belastning [kW]**
Eksisterende belastning	3277
Estimert belastning	6388

Kabelen fra Børstad transformatorstasjon til Strandsonen vil ha en belastningsgrad på 57% etter utbyggingen (se tabell 21). Kablene har lik belastningsgrad på grunn av at knutepunktet er en skjøt mellom to kabler uten avgreninger. Når kablene har likt tverrsnitt, og dermed lik strømføringsevne, fører det til lik belastningsgrad.

Tabell 21 Maksimal belastningsgrad avgang Strandsonen.

Simulering 1: Belastningsgrad [%]	**Simulering 2: Belastningsgrad [%]**
19	57

Figur 17 viser spenningsfallet over kabelen mellom Børstad transformatorstasjon og Strandsonen. Kabelen vil ut fra beregningene få et maksimalt spenningsfall på 0,8%.



Figur 17 Spenningsfallet på avgangen til Strandsonen. Hentet fra NetBas.

Spenningsfallet i kabelen utgjør et effekttap. Effekttapet til kablene vil ut fra beregningene bli 30,7kW etter utbyggingene i Strandsonen (se tabell 22).

Tabell 22 Effekttapene i kabelen før og etter utbyggingen i Strandsonen.

Resistans pr. faseleder [Ω]	**Strøm før [A]**	**Strøm etter [A]**	**Effekttap før [kW]**	**Effekttap etter [kW]**
0,0389	172	513	3,5	30,7

7. Diskusjon

7.1 Validitet og reliabilitet

For at rapporten skal kunne legge til rette for et bedre beslutningsgrunnlag for oppdragsgiver, er det ønskelig at rapporten har høy validitet og reliabilitet. Å oppnå dette i en rapport med manglende avklaringer og flere variabler i selve oppgaven, kan være utfordrende. Uavklarte detaljer i oppgaven gjør at det kan argumenteres for at rapporten ikke har høy nok validitet til å kunne oppnå en spesifikk konklusjon. For å oppnå høyere validitet er det satt rammer basert på tilgjengelig informasjon (se kap. 7.2).

Grunnet utformingen av oppgaven, og tilgjengelig tid og ressurser, anses fremgangsmåten som er benyttet som god for å løse oppgaven. Ved mer tid og ressurser tilgjengelig kunne målinger til ulike bygningstyper vært aktuelt å gjennomføre for å basere verdiene på reelle målinger. For å sikre reliabilitet i oppgaven, fokuseres det på grunnlaget for valg av rammene. Tiltakene som gjøres for å oppnå ønsket reliabilitet er å begrunne beslutningene, anerkjenne eventuelle svakheter og undersøke/sammenligne flere metoder for å bestemme rammene i rapporten.

7.2 Usikkerheter i rapporten

7.2.1 Strandsonen og Ingeberg

Grunnet manglende informasjon rundt fremtidige utbygginger, kan ikke rapporten konkludere med annet enn et beslutningsgrunnlag til oppdragsgiver. For hele utbyggingsprosjektet i Strandsonen er det kun fastsatt hvor mye bygningsmasse som skal bygges, ikke hvilke typer bygg eller bruksområder. Det ble besluttet å benytte samme bygningsfordeling som et område øst i Strandsonen kalt Espern. Utbyggingen av Espern er vedtatt i kommunens reguleringsplan og er det best dokumenterte området i Strandsonen [27]. Espern utgjør rundt en tredjedel av den totale bygningsmassen i Strandsonen, noe som ble ansett som stort nok til å kunne være representativt for resten av utbyggingen.

I reguleringsplanen til utbyggingen på Ingeberg står det beskrevet at det skal bygges ut mellom 439 og 918 boenheter, og en dagligvareforretning. Bygningstype og størrelse på bygningene er ikke vedtatt. Fordelingen av bygningstype og størrelse er derfor valgt på bakgrunn av antatt sannsynlig fordeling. Effektbehovet til dagligvareforretningen ble neglisjert, da det ble ansett å ha liten innvirkning på det totale effektbehovet.

7.2.2 Beregninger

Energi- og effektbehovet i rapporten er beregnet basert på forutsetninger om bygningsmasse og bygningstyper. Energibehovet er basert på kravene som stilles for byggkvalitet for nye norske bygg på tidspunktet rapporten ble skrevet. Kravene til energibehovet kan vike fra kravene som stilles når utbyggingen vil foregå.

Fjernvarme er trukket fra det opprinnelige energiregnskapet, som er basert på krav til byggkvalitet. Andelen fjernvarme vil variere med andelen varmebehov, og vil dermed også variere med fremtidige byggekrav.

Metoden som er benyttet for beregning av effektbehov er Velanders metode. Metoden kan vike fra reelt forbruk, da metoden baseres på eldre målinger, og forutsetter homogenitet rundt både bygningsmasse og forbruk. Det er benyttet samme konstanter for boligblokk og næring i Strandsonen da det ikke er funnet konstanter for næring med fjernvarme.

For Strandsonen er sammenlagring mellom boligblokk og næringsbygg ikke vurdert, da det ikke er belegg for å si hvilke typer næringer som vil komme. Dette fører til at effektbehovet kan bli noe lavere enn det som har blitt estimert i denne rapporten. For Ingeberg er sammenlagring satt til 1 da det kun er sett på boenheter som det er naturlig å anta vil ha samme bruksmønster.

I Strandsonen antas det et behov for mange elbiler basert på NVE sin rapport [2]. I rapporten blir det ansett som sannsynlig at ladingen av elbilene blir utført ved hjelp av effektregulering i felles parkeringsanlegg, da reguleringsplanen legger til rette for felles parkeringsanlegg på Espern [27]. Effektreguleringen i rapporten begrenses av en maksimalverdi som ble ansett å være tilstrekkelig for å oppnå en effektiv ladeprosess (se kap. 4.3).

For å kunne konkludere om Børstad transformatorstasjon burde byttes, burde det blitt utført en fremtidig analyse av alle avgangene på transformatorstasjonen. Rapporten tar kun hensyn til fremtidsutviklingen på avgangene til Strandsonen og Ingeberg. Etterspørselen etter energi og effekt på de resterende avgangene vil endre seg med tiden, noe det ikke er tatt forbehold om i rapporten.

7.2.3 Utvikling innen kjøretøy

Norge har opplevd en økning i salget av elektriske kjøretøyer, og ifølge NVE [2] vil elektrisitet bli den dominerende teknologien for kjøretøyer over de neste årene. I rapporten ble det valgt å benytte estimatene til NVE sin rapport, da rapporten er laget for miljøene som jobber med strømnettet og elektrifisering av transportsektoren. Rapporten skal være objektiv, da den er publisert av et statlig organ. Norge har som mål å redusere utslipp fra kjøretøyer [3], noe som gjør at det ikke kan utelukkes at det er insentiver som kan påvirke NVE sin rapport.

7.3 Etikk

Det er ingen klare etiske utfordringer i rapporten. Til tross for dette, vil det også kunne argumenteres for at alle valg og beslutninger som blir tatt av mennesker, har et etisk grunnlag. Enhver beslutning som er tatt i rapporten vil derfor ha et, bevisst eller underbevisst, etisk grunnlag.

Rapporten vil ha etiske forpliktelser i forhold til oppdragsgiver, da oppdragsgiver kan basere økonomiske investeringer på innholdet i rapporten. Det er ønskelig fra gruppens perspektiv at rapporten er utført med stor nøyaktighet, da dette er viktig for oppdragsgiver.

8. Konklusjon

8.1 Børstad transformatorstasjon

Avgangen til Strandsonen og Ingeberg forsynes begge fra T2. T2 vil ut fra beregningene kunne få en belastningsgrad på 108% (se tabell 16), og være overbelastet i 39 timer i året. Resultatene anses å være uproblematiske, da det er mulig å fordele belastningen annerledes mellom T1 og T2, noe som kan være fornuftig for å oppnå en jevnere belastningsgrad mellom transformatorene. Børstad transformatorstasjon har da en transformator i reserve, og T1 og T2 vil ikke gå på maks ytelse.

Rapporten legger derfor til grunn at det ikke vil bli behov for en ny transformatorstasjon på grunnlag av fremtidige utbygginger i Strandsonen og på Ingeberg.

8.2 Avgang Ingeberg

Ut fra beregningene vil den maksimale belastningsgraden være 113% i kabelen fra Børstad transformatorstasjon og til det første knutepunktet #180068 (se vedlegg A). Kabler og linjer er ikke dimensjonert for å overstige en belastningsgrad på 100% over lange perioder, og kabelen bør derfor vurderes å byttes for å unngå feil. Hvis avgangen skal fungere som reserve, bør kabelen ha en lavere belastningsgrad slik at det blir ledig kapasitet på kabelen. Rapporten legger derfor til grunn at kabelen bør byttes.

Eidsiva Energi vil unngå et spenningsfall over 6% (se kap. 2.3.2). Ut fra resultatene i rapporten vil spenningsfallet på avgangen bli 6,44%. Figur 15 viser at spenningsfallet er høyest etter knutepunkt EKN21561, og rapporten anser derfor at det bør vurderes å utbedre linjen for å unngå for store spenningsvariasjoner i nettet.

Resultatene viser effekttapene som kan oppstå (se tabell 19). Effekttapene vil utgjøre økonomiske tap for Eidsiva Energi, og det bør derfor gjøres en økonomisk vurdering av om linjene bør utbedres.

8.3 Avgang Strandsonen

Resultatene viser at den maksimale belastningsgraden for kabelen mellom Børstad transformatorstasjon og Strandsonen vil være 57% (se tabell 21). Belastningsgraden viser at det vil være ledig kapasitet på kabelen for å kunne legge til reservebelastning ved eventuelle feilsituasjoner i nærliggende nett. Rapporten anser kabelens belastningsgrad til å være tilfredsstillende.

Spenningsfallet i kabelen er beregnet til 0,8%. Siden oppdragsgiver vil unngå et spenningsfall over 6%, anses dette som et bra resultat. Effekttapet til kabelen vil ut fra beregningene bli på 30,7kW i topplasttimene. Rapporten anser effekttapet i kabelforbindelsen som lite.

Rapporten legger til grunn at det ikke vil bli behov for utbedringer i kabelnettet til Strandsonen.

Referanseliste

[1] Smarte strømmålere (AMS) [internett]. Oslo: NVE; 10.12.2015 [16.01.2019; 27.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/stromkunde/smarte-strommalere-ams/

[2] Christer Heen Skotland CHS. Hva betyr elbiler for strømnettet [internett]. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2016 [21.03.2019] 74-2016.
Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf

[3] En grønnere transporthverdag [internett]. Oslo: Samferdsdepartementet; 05.04.2017 [24.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/en-gronnere-transporthverdag/id2548633/

[4] Ladetyper og ladetid [internett] Fjordkraft; [19.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.ladestasjoner.no/hurtiglading/Ladetyper-og-ladetid

[5] Plan- og utviklingsavdelingen PUA. Kommuneplanlegging og bioenergi. Hamar: Hamar Kommune; sidetall 15.

[6] Hamar Konsesjonsområde 2008 [internett] Hamar: Hamar Kommune; 24.06.2008 [28.02.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.hamar.kommune.no/getfile.php/1354862-1260358488/Bilder/Hamar/Artikkelbilder/Organisasjonen/Byggesak%20og%20oppm%C3%A5ling/fjernvarme%20kart.pdf

[7] POWEL NETBAS tar deg nærmere virkeligheten- forbedret støtte ved stegvis bygging[internett] Powel; 2018 [03.04.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.powel.com/no/about/temaartikler/powel-netbas-tar-deg-narmere-virkeligheten---forbedret-stotte-ved-stegvis-bygging/

[8] §14-2 Krav til energieffektivitet. Oslo: Direktoratet for byggkvalitet; 01.07.2017

[9] Enova. Enovas byggstatistikk 2016. [internett] Trondheim: Enova; 2016 [08.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/publikasjoner/

[10] Kjørelengder [internett]. Statistisk Sentralbyrå; 2009 [21.03.2019; 23.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg/aar

[11] Ny kunnskap om fordeling av strømbruket [internett] Trondheim: Sintef; 2017 [15.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf

[12] Kommuneplanens arealdel 2011-2022 [internett]. Hamar: Hamar kommune; 2011 [20.04.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.hamar.kommune.no/getfile.php/1387612-1322041574/Bilder/Kommuneplanens%20arealdel%20Sentrale%20omr%C3%A5der%202011-2022.pdf

[13] NVE Atlas [internett] Oslo: NVE; [24.04.2019]
Tilgjengelig fra: https://atlas.nve.no/

[14] Gule Sider [internett] Oslo: Eniro Norge AS; [23.04.2019]
Tilgjengelig fra: https://kart.gulesider.no/

[15] Sintef. Fastlegging av belastninger ved analyser av lavspenningsnett [internett] REN; 01.02.2010 [11.01.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.ren.no/

[16] Working principle of transformer. [internett] Muniracad; 28.11.2018 [14.04.2019]
Tilgjengelig fra: https://muniracademy.com/transformer-and-its-working-principle/

[17] Sintef. Beregning av sammenlagret maksimaleffekt ved hjelp av Useload [internett] REN; 2014 [06.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.ren.no/

[18] Sintef. Fastlegging av belastninger ved analyser av høyspennings distribusjonsnett [internett] REN; 2014 [11.01.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.ren.no/

[19] Veiledning om tekniske krav til byggverk [internett]. Direktoratet for byggkvalitet; 01.07.2017. [04.02.2019]
Tilgjengelig fra:
https://www.regjeringen.no/contentassets/20503ddfe0664fac9e2185c1a6c80716/veiledning-til-byggteknisk-forskrift-tek17_01_07_2017.pdf

[20] Ludvigsen F. Alternativ varme.[internett] Bodø: Universitet i Nordland; 2014. [25.04.2019]
Tilgjengelig fra:
https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/226717/Ludvigsen_F.pdf?sequence=2

[21] §3-3 Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Oslo: Olje- og energidepartementet; 2004

[22] Neimane VN. ON DEVELOPMENT PLANNING OF ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS. Stockholm: Kungl Tekniska Högskolan; 2001 [09.05.2019]. ISSN 1650-674x TRITA-ETS-2001-01.
Tilgjengelig fra: http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:9035/FULLTEXT01.pdf

[23] Skriftlig kommunikasjon med Eidsiva Bioenergi AS [14.01.2019]

[24] Skriftlig kommunikasjon med Enoco AS [11.04.2019]

[25] Utforming av overføringsnett i Norge [internett]. Oslo: NVE; 23.11.2015 [27.03.2019]
Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/utformingen-av-overfoeringsnettet-i-norge/

[26] Planbeskrivelse, områdereguleringsplan for Ingeberg [internett]. Hamar: Hamar kommune; 15.09.2017 [04.10.2018; 04.02.2019]
Tilgjengelig fra:
http://webhotel3.gisline.no/GisLinePlanarkiv/0403/069800/Dokumenter/Planbeskrivelse.pdf

[27] Områderegulering for Espern i Hamar Kommune [internett]. Hamar: Hamar kommune; 03.06.2011 [04.02.2019]
Tilgjengelig fra:
http://webhotel3.gisline.no/GisLinePlanarkiv/0403/064300/Dokumenter/planbeskrivelse%20espern_03062011_offentlig%20ettersyn.pdf

[28] Områdereguleringsplan for Godsområdet, Jernbaneverkstedet og Espern bru [internett]. Hamar: Hamar kommune; 27.05.2011 [28.09.2011; 04.02.2019]
Tilgjengelig fra:
http://webhotel3.gisline.no/GisLinePlanarkiv/0403/069200/Dokumenter/069200%20vedtatt%20bestemmelser%20m%20underskrift.pdf

Vedlegg

Vedlegg A: Kabel/linje-spesifikasjoner Ingeberg

Hentet fra NetBas:

Knutepunkt	Kabel/ Linje	Type	Tverrsnitt	Lengde [km]	Total lengde [km]	Byggeår/ endring
#140515 - #180068	Kabel	TXSP AL	3x1x240	0,172	0,172	1991
#180068 - EKN83777	Linje	FEAL	1x150	1,051	1,223	1971/1992
EKN83777 - EKN21541	Linje	FEAL	1x150	0,342	1,565	1971/1992
EKN21541 - EKN21557	Linje	FEAL	1x150	0,190	1,755	1971/1992
EKN21557 - EKN21560	Linje	FEAL	1x150	0,144	1,899	1971/1992
EKN21560 - ENS04419	Linje	FEAL	1x150	0,275	2,174	1971/1992
ENS04419 - EKN80430	Linje	FEAL	1x150	0,088	2,262	1971/1992
EKN80430 - EKN21561	Linje	FEAL	1x150	0,246	2,508	1971/1992
EKN21561 - EKN57774	Linje	FEAL	1x95	0,105	2,613	1991
EKN57774 - EKN21563	Linje	FEAL	1x95	0,517	3,13	1991
EKN21563 - EKN21564	Linje	FEAL	1x95	0,489	3,619	1991

#140515 = Avgang Børstad transformatorstasjon.

#180068 = Der kabelen går over til å bli linje.

EKN = Knutepunkt der det går to eller flere fordelinger fra innmatingen.

ENS = Nettstasjon der kabel/linjen går inn og ut, kan fungere som en form for knutepunkt bare med en transformator med utmating av spenning til noe annet.

Vedlegg B: Kabel/linje-spesifikasjoner Strandsonen

Hentet fra NetBas:

Knutepunkt	Kabel/ Linje	Type	Tverrsnitt	Lengde [km]	Total lengde [km]	Byggeår/ endring
#701028 - #718209	Kabel	TSLE AL	3x1x1200	0,976	0,976	1997
#718209 – ENS04735	Kabel	TXSP AL	3x1x1200	0,579	1,555	1997

#701028 = Avgang Børstad transformatorstasjon

#718209 = Skjøt og overgang til en annen kabeltype

ENS = Nettstasjon der kabel/linjen går inn og ut, kan fungere som en form for knutepunkt bare med en transformator med utmating av spenning til noe annet.