

Sondre Moe Knudsen

Undersøkelse av hvordan fleksibilitet, inkludert smart lading og Vehicle-to-Home, kan påvirke investeringsbeslutningene av en nullutslippsbygning (ZEB), inkludert produksjon på lokasjonen og fasilitering av lading av elektriske kjøretøy.

Masteroppgave i Energi og Miljø
Veileder: Karen Byskov Lindberg
August 2019

Sondre Moe Knudsen

Undersøkelse av hvordan fleksibilitet, inkludert smart lading og Vehicle-to-Home, kan påvirke investeringsbeslutningene av en nullutslippsbygning (ZEB), inkludert produksjon på lokasjonen og fasilitering av lading av elektriske kjøretøy.

Masteroppgave i Energi og Miljø
Veileder: Karen Byskov Lindberg
August 2019

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Sammendrag

Nullutslippshus er et viktig steg på veien til en grønn fremtid. Med et fokus på å minimere energiforbruk samtidig som elektrisitet produseres av huset selv er målet å betydelig redusere klimagassutslipp som følge av oppvarming og drift av bygninger. Elektriske kjøretøy er også et viktig redskap i forsøket på å bevege seg bort fra fossile brennstoff. En prosjektoppgave gjennomført høsten 2018 viste at å inkludere lading av elbiler i den årlige utslippsbalansen økte kostnadene drastisk grunnet en voldsom økning i nødvendig PV investering. Disse resultatene ble funnet gjennom en optimaliseringsmodell skrevet i Mosel-språket hvis objektfunksjon var å minimere kostnader samtidig som teknologier ble investert i for å nå et årlig netto utslipp av CO₂-ekvivalenter mindre enn null. Denne masteroppgaven har undersøkt hvorvidt et smart ladesystem (kontrollert av Mosel-modellen) og implementeringen av Vehicle-to-Grid og Vehicle-to-Home kan påvirke kostnadene, eksport og import av elektrisitet og graden av selvforbruk av PV-produsert elektrisitet.

Selv om disse funksjonene hadde en synlig effekt på den totale prisen var den minimal, rundt 0 – 2%. Analyse av eksportert og importert strøm samt selvforbruk viste en mer markant effekt, rundt 8%. Den relativt stabile strømprisen, samt effekttapet ved bruk av Vehicle-to-Grid og Vehicle-to-Home funksjoner, fremstår som de fremste grunnene til at resultatene ikke viste store forskjeller fra bruk av konvensjonell lading.

Abstract

Zero emission buildings are an important step on the way to a carbon neutral future. With a focus on minimizing energy usage as well as providing energy itself, the goal is to reduce climate-gas emissions caused by heating and usage of the building. Electric vehicles are also an important tool in the attempt to move away from fossil fuels. A project developed in the autumn of 2018 showed that the inclusion of charging of electric vehicles in the yearly emission balance caused costs to rise drastically, due to a sharp rise in the needed investment of PV. These results were found through an optimization model written in the Mosel programming language, where the objective function is to minimize total costs while investing in heating and electrical technologies to keep the yearly CO_2 equivalent emission balance below zero. This master thesis has researched whether a smart charging system, as well as Vehicle-to-Grid and Vehicle-to-Home functionalities, can impact the costs, total electrical import and export, and self-consumption of solar electricity in the building.

While these functions had a visible effect on the total costs, they were minimal, about 0.5-2%. An analysis of the import and export of electricity as well as self-consumption show larger increase, with a reduction of about 8% in export and imports, and a similar increase in self-consumption. The relatively stable electricity prices as well as the power loss of the Vehicle-to-Grid and the Vehicle to home functionality is thought to be the cause of these results compared to cases with conventional charging systems.

Takk til

Jeg vil først og fremst takke min veileder, Karen Byskov Lindberg, for uvurderlige innspill, tips, motivasjon og støtte. Uten din hjelp ville ikke denne oppgaven vært mulig. Jeg vil også takke de ansatte ved fakultetet for informasjonsteknologi og elektroteknikk for mye støtte gjennom prosessen, samt alle de ypperlige foreleserne ved NTNU og andre som har gjort denne oppgaven mulig.

Innhold

Sammendrag	iii
Abstract	v
Takk til	vii
1 Introduksjon	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Problembeskrivelse	1
1.3 Systemgrenser	2
1.4 Struktur	2
2 Bakgrunn	3
2.1 Smart lading	3
2.2 Vehicle to Grid og Vehicle to Home	3
2.2.1 Vehicle to Grid	4
2.2.2 Vehicle to Home	4
2.2.3 Dagens situasjon	5
2.2.4 Muligheter og begrensinger	5
2.3 Nullutslippsbygninger	7
2.3.1 Samhandling med Vehicle to Grid/Vehicle to Home	7
2.4 Mosel-modellen	7
2.4.1 Tidligere arbeid	7
2.4.2 Begrensinger	7
3 Metode	9
3.1 Utvikling av python-toolkit	9
3.1.1 Grafisk fremstilling av resultater	9
3.1.2 Tabellfunksjon	10
3.2 Valgte caser	11
3.3 Modell	12
3.3.1 Objektfunksjon og el-balanse	12
3.3.2 V2H	12
Tidligere arbeid	12
Videreutvikling	14
TT(0)	17
TT(1)	17
TT(2)	17
TT(3)	17
3.3.3 Kombinasjon use-case	18
3.4 Antakelser	18
3.4.1 SOC ved ankomst	18
3.4.2 Antall biler	19

3.4.3	Batterikapasitet	19
3.4.4	Tilgjengelighet	19
3.4.5	Effektivitet	19
3.4.6	Opp- og utladingskapasitet	20
3.5	Inputverdier	20
4	Resultater & diskusjon	21
4.1	Investeringsresultater	21
4.1.1	Økonomiske resultater	21
4.1.2	Installert PV-effekt	23
4.2	Import, eksport og selvforbruk	23
4.3	Årstidsbaserte forskjeller i lademønstre ved V2H og smart lading . . .	26
4.3.1	Sommer	26
4.3.2	Vinter	26
4.4	Daglading og kvelds/nattlading	29
4.5	Bruk av Vehicle to Grid/Vehicle to Home-funksjoner	29
5	Konklusjon og videre arbeid	33
5.1	Videre arbeid	33
A	Input-verdier og kostnader for teknologier	35
	Bibliografi	37

Figurer

2.1	Nissans presentasjon av Energy Share	6
3.1	GUI utviklet for analyse av Mosel-modellen	10
3.2	Lademønstre ved konvensjonell lading, 1 EV daglading	11
3.3	Lademønstre ved konvensjonell lading, 5 EV kombinasjonslading	11
4.1	Totalkostnad delt inn i investeringskostnader og totale driftskostnader over ZEB-ens livstid for casene med 1 EV	22
4.2	Totalkostnad delt inn i investeringskostnader og totale driftskostnader over ZEB-ens livstid for casene med 5 EV	22
4.3	Årlig import og eksport av elektrisitet ved 0 og 1 EV	24
4.4	Årlig import og eksport av elektrisitet ved 0 og 5 EV	24
4.5	Varighetskurve for eksport og import av elektrisitet, case 1D-V2H	25
4.6	Varighetskurve for eksport og import av elektrisitet, case 1D	25
4.7	Selvforbruk i hver case	26
4.8	EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] fra 01.07 til 07.07. Elektrisitetsprisen [eurocent/kWh] og elektrisk import [kWh/h] også inkludert. Figuren er rotert.	27
4.9	EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] fra 03.02 til 10.02. Kjøps- og salgspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import [kWh/h] også inkludert. Figuren er rotert.	28
4.10	EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] 01.06. Case 1D-V2H. Kjøpspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import og eksport [kWh/h] også inkludert.	30
4.11	EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] 01.06. Case 1N-V2H. Kjøpspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import og eksport [kWh/h] også inkludert.	31
4.12	Total utlading [kWh] av batteriene over et år for hver case	32

Tabeller

3.1	De ulike casene, EV-er i hver case, samt en beskrivelse av hver case . . .	13
3.2	Variabler og konstant knyttet til stasjonært batteri utviklet av Sandra Haagensen	14
3.3	Variabler og konstanter brukt i optimaliseringsmodellen.	15
3.4	De forskjellige verdiene av <i>tilgjengelig time</i> -variabelen og deres funk- sjoner	16
3.5	Eksempeldøgn som viser hvordan <i>tilgjengelig time</i> -variabelen endrer seg gjennom døgnet ved dag- og natlading	16
3.6	EV forbruk og gjenværende SOC ved ankomst, antatt 40.3 km pr. dag .	18
3.7	De tre brukte bilmodellene og deres kapasiteter i kWh	19
4.1	Installert PV, kostnad for PV og andel utgjort av total investerings- kostnad for ulike antall EV. V2H og smart lading er antatt tilgjengelig.	23
A.1	36

Forkortelser

EV	Electric Vehicle – Elbil
ZEB	Zero Emission Building – Nullutslippsbygg
PV	PhotoVoltaics – Solceller
V2G	Vehicle to Grid – Kjøretøy til nett
V2H	Vehicle to Home – Kjøretøy til Hjem
ZEN	Zero Emission Neighbourhood – Nullutslippsnabolag
SOC	State Of Charge – Ladestatus (til batteri)

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Motivasjon

Denne oppgaven er basert på arbeidet med en prosjektoppgave gjennomført høsten 2018 hvor opplading av elbil (Electric Vehicle - forkortet EV) ble integrert i en eksisterende Mosel-modell laget for å optimalisere teknologiinvesteringene nødvendig for å gjøre et norsk skolebygg til et nullutslippshus i form av en Zero Emission Building (ZEB). Elektrisitetskravene stilt av EV-en ble integrert i det årlige utslippsregnskapet til bygningen. Modellens resultater i form av kostnader, eksport og import av elektrisitet og selvfobruk av PV-produsert elektrisitet ble analysert. Selv om selvfobruk økte med en liten grad ble det tydeliggjort at en integrering av EV-ens elektrisitetsforbruk i ZEB-ens årsregnskap var urealistisk. Den relativt massive økningen i det årlige elektrisitetsforbruket økte drastisk den nødvendige investeringen i solceller (Photovoltaics, forkortet PV) og økte investeringskostnaden til et urealistisk nivå. I denne modellen var ladingen av EV-batteriener kun konvensjonell, lading startet ved EV-ens ankomst og ble avsluttet når batteriet var fullt oppladet eller bilen reiste fra ladeplassen. Det ble dermed motiverende å undersøke effekten av et smart ladesystem inkludert en implementering av Vehicle-to-Grid eller Vehicle-to-Home funksjoner på prisen og den elektriske effekten på bygningen og EV på nettet i form av import, eksport og selvfobruk.

1.2 Problembeskrivelse

Oppgavens mål er å undersøke hvorvidt Mosel-modellen benytter seg av V2G/V2H-funksjoner samt modellstyrt lading (også kalt smart lading), og dets effekt på ZEB. Det undersøkes hvorvidt EV-lading bør integreres inn i ZEB-rammene, altså om strøm som går til lading av EV bør inkluderes i det årlige primærenergiforbruket. For å analysere disse problemstillingene er det videreutviklet en Mosel-modell for en Zero Emission Building (ZEB), med investeringsmuligheter i ulike teknologier med krav om at årlig netto utslipp i form av CO_2 -ekvivalenter er mindre enn null. EV-batterier er integrert i denne modellen og batterienes effekt undersøkes gjennom caser hvor både modellstyrt lading (smart lading), V2G og konvensjonell lading blir benyttet.

1.3 Systemgrenser

Denne oppgaven fokuserer på integrasjon av V2G i den eksisterende Mosel-modellen utviklet av Karen Lindberg og Astrid Ånestad ved NTNU i 2014. Målfunksjonen i denne modellen er å minimalisere kostnader for nullutslippsbygget. Ved en integrering av V2G i denne modellen vil den kunne bruke den elektriske kraften i batteriene for maksimal økonomisk nytte. Det er derimot viktig å merke seg at den ikke vil prøve å balansere nettet, eller på noe annen måte hjelpe nettet under topper (peaks) eller daler (valleys) i elektrisitetsbehovet. Modellen kan derimot ta hensyn til dette indirekte, da spotprisen for elektrisitet vil øke i perioder med stor etterspørsel. Masteroppgaven vil heller ikke forsøke å bruke en realistisk simulasjon av når elbiler ankommer, hva batterikapasiteten er, hva ladetilstanden er ved ankomst, hva den må være ved avreise, ei heller hvor mange elbiler som er tilstedet. Den vil derimot inneholde en rekke caser, som hver er basert på en realistisk antakelse. Dette valget er tatt for å begrense arbeidsmengde og oppgavens rekkevidde, samt å simplificere sammenligninger og analyser av modellresultatene. Det vil heller ikke være fokus på andre teknologier enn PV, ettersom det ekstra energikravet til EV-ene er rent elektrisk og dermed ikke vil påvirke investering i varmeteknologier.

1.4 Struktur

Masteroppgaven er delt inn i fem kapitler. Dette første kapitlet er en introduksjon til oppgaven med motivasjon, problembeskrivelse og systemgrenser. Kapittel 2 undersøker bakgrunnen og eksisterende litteratur knyttet til ZEB i Norge og EU, smarte ladesystemer, Vehicle-to-Grid og Vehicle-to-Home. Dagens situasjon rundt disse teknologiene, utfordringer og muligheter blir også diskutert. Kapittel 3 beskriver teorien rundt endringene laget i Mosel-modellen, de valgte casene og antagelsene gjort. Kapittel 4 presenterer og diskuterer resultatene. Kapittel 5 beskriver konklusjonen og forslag til videre arbeid.

Kapittel 2

Bakgrunn

2.1 Smart lading

Smart er et uttrykk som blir mye brukt i dagens elektriske verden. Smart lading, smarte bygg, smarte nabolag og smarte nett er noen av disse. Selv om begrepet ikke er ensidig definert omtaler det som oftest datastyrte systemer som skal effektivisere og forenkle det elektriske nettet for både forbrukere og produsenter (**SrensenSMARTNorway**).

I nettperspektiv innebærer dette i praksis å skape fleksibilitet mellom last og elektrisitetsproduksjon. Verden ser i dag mot fornybar energi som et viktig tiltak mot klimaendringer, men de viktigste av de nye store fornybare energikildene, vind- og solkraft er av natur uberegnelige. Muligheten til å tilpasse lasten til den varierende produksjonen fra disse kildene vil være uvurderlig.

Elektriske kjøretøy blir også sett på som en viktig del av en klimavennlig fremtid, men bringer med seg et problem. Selv om forbruket av elektrisitet ved lading av EV-er er lavt i forhold til det totale forbruket (Horne, Buvik og Hole, 2019) er effekten som kreves for å lade dem i løpet av en tilfredsstillende periode stor, og kan bidra til at kraftlinjer må forbedres og utbygges for leveranse av ønsket effekt. Allikevel står alle personlige kjøretøy, både elektriske og bensindrevne, stille mesteparten av tiden. Ved bruk av smart lading kan oppladingen av disse bilene foregå med maksimal effektivitet og minimal forstyrrelse av nettet.

2.2 Vehicle to Grid og Vehicle to Home

Med dagens konvensjonelle enveislading av EV-batterier blir bilene kun en ekstra statisk last for både nettet og hjemmet. Med muligheter for bidireksjonell (toveis) lading kan EV kan de samarbeide med hjemmet, strømmettet eller begge. Som beskrevet i Saldaña mfl., 2019:

"...they can contribute to the correct operation of the network or a microgrid and the provision of ancillary services and delay the need to reinforce the power lines. These concepts are referred to as Vehicle-to-Grid (V2G), Vehicle-to-Building (V2B) and Vehicle-to-Home (V2H)"

Dette delkapittelet beskriver to av de vanligste uttrykkene i forbindelse med bidireksjonell lading av EV-batterier. Kjøretøy-til-Nett, eller Vehicle-to-Grid er det vanligste uttrykket brukt i media og artikler, mens Kjøretøy-til-hjem eller Vehicle-to-Home er

det andre uttrykket. Seksjonen beskrives de generelt aksepterte definisjonene og forskjellene mellom V2G og V2H og dagens situasjon i forhold til teknologiene.

2.2.1 Vehicle to Grid

V2G er et konsept hvor hovedmekanismen er at et elektrisk kjøretøy leverer elektrisk kraft til nettet. Altså går elektrisitet begge veier, både fra nettet til bilen (vanlig opplading) og fra bilen til nettet (utlading). Konseptet oppsto allerede i 1997 i *Kempton og Letendre, 1997*, hvor det beskrives at både batteri- samt bensin- eller gassdrevne kjøretøy vil være til nytte for det elektriske nettet, både ved lagring av energi i bilens batteri eller produksjon av elektrisitet ved forbruk av bensin og gass. I dag vurderes omtrent kun elektrisk drevne biler som kandidater for V2G. Selv om EV-ene lades av, og leverer, kraft i form av likestrøm, drives motorene i bilene vanligvis av sinusoidal vekselstrøm i trefase hovedsaklig på grunn av enkel regenerering. Selv om amplitude og frekvens varierer, er bilene godt egnet for tilkobling til nettet. Batteriet på EV-er er ikke av betydelig størrelse, og størrelsene varierer typisk mellom 20 – 30 kWh for billigere modeller som BMW i3, Nissan Leaf og Kia Soul, og 100 kWh for de dyreste bilene i luksusklassen (Tesla Model S og X, Audi E-tron). Av denne grunnen er mye av forskningen rundt V2G knyttet til større bilflåtersom kan arbeide sammen for stabilitet i nettet.

2.2.2 Vehicle to Home

Der V2G fokuserer på stabiliteten av nettet ved peak-shaving, valley-filling og frekvensjustering fokuserer begrepet Vehicle to Home på å bruke EV-batteriet på å optimalisere bygningens elektrisitetsforbruk. Selv om dette er betydelig mindre fleksibelt, er systemet simplere, og programmet som må brukes for optimalisering betydelig mer effektivt (Liu mfl., 2013). Når EV-batteriet er koblet til den bidireksjonelle laderen vil det fungere som et stasjonert batteri, og kan dermed brukes som et energilager. En annen funksjon ved V2H er muligheten for å benytte elektrisiteten i batteriet som en back-up energikilde ved eventuelle kortsiktige strømbrudd (Tuttle mfl., 2013). Ved bruk av EV-batteriet blir det dermed dannet, ved strømbrudd eller lignende, en fungerende mikrogrid frem til normal drift er tilbake (avhengig av lengden på strømbruddet).

Det er også mulig for EV-batteriet å levere strøm til nettet ved i perioder med høye priser, for deretter å lade opp i perioder med lave priser. Begrepene V2G og V2H er ikke klart definerte begrep, og det påpekes at V2H også inkluderer mulighet til å levere elektrisitet til nettet, på lik linje med V2G. Forskjellen mellom de to begrepene ligger i målet for funksjonene, samt skala. Mens V2G fokuserer på stabilitet i nettet og de økonomiske fordelene ved dette, som for eksempel utsettelse av oppgradering av linjer, fokuserer V2H på den økonomiske til eieren av bygningen/hjemmet. V2H vil i mange tilfeller inkludere kun et eller noen få EV. Dets funksjoner vil dermed være avhengig av den enkelte EV-eiers kjøremønster, inkludert avstand til arbeidsplass, avreise, ankomst og andre faktorer. Fleksibiliteten til V2H funksjonene vil også være begrenset av disse faktorene. Kravene til infrastruktur, installasjon og operasjon av V2G er relativt simple. En bidireksjonell lader vil ikke kreve mer plass enn en konvensjonell lader, og heller ikke ha noen større overføringstap. Selv om V2H har som mål å jevne ut energibruken til et hjem og redusere kostnader ved å

flytte lasten i tidsrom med dyrere strømpriser til billigere tider vil funksjonen, ved storskala bruk, hjelpe til med å redusere store toppe i elektrisitetforbruket.

2.2.3 Dagens situasjon

I mars 2019 består den norske bilparken av 1 953 351 elektriske personbiler, en andel på 7%, og en økning på nesten 1000% siden 2013 (**Seksjonforenergi-2019BilparkenSSB**). I 2030 kan dette tallet nærme seg 1 500 000, Ifølge NVE (Horne, Buvik og Hole, 2019). NVE beregner også at dette antallet EV kan belaste det norske strømmettet med rundt 5TWh årlig, og at selv om dette utgjør en liten del av det nasjonale el-forbruket kan det føre til ustabilitet i nettet grunnet den høye effekten hver bil lades med, samt det at mange laderen bilene sine samtidig.

I dag støtter få EV-modeller bidireksjonell lading. I dag er det kun ladeløsningen CHAdeMO som støtter bidireksjonell lading (Horne, Buvik og Hole, 2019). Den nye modellen Nissan Leaf (2018) er en av disse, og Nissan annonserte i slutten av 2018 sitt prosjekt for V2H og V2G, Nissan Energy Share. Figur ?? viser en grafisk informasjonsplakat laget av Nissan. Nissan har også installert dette systemet i sitt nord-amerikanske regionskontor i Franklin, Tennessee, hvor tilkoblede EV-er skal forsyne bygningen med strøm under peak-tider (*Nissan LEAF to help stabilize German electricity grid*). Dette er et eksempel på V2H, i kommersielle sammenhenger av og til kalt Vehicle-to-Building (V2B). I Tyskland samarbeider Nissan med teknologifirma The Mobility House, kraftselskap ENERVIE og nettselskap Amprion med å skape et V2G system for Nissan Leaf EV-er. Figur 2.1 viser et promoteringsbilde av Energy Share-funksjonen.

Flere andre pilotprosjekter gjennomføres internasjonalt. I Norge arbeider Lyses FoU-avdeling i 2019 med å utvikle en 11 kW toveis-lader som skal kunne levere og få elektrisk kraft fra en bolig (Valle, 2019).

2.2.4 Muligheter og begrensinger

I dag er det i Norge få strømvavtaler for private som baserer seg på en timebestemt spotpris, men kun dagbaserte spotpriser. V2H vil derfor i Norske hjem ha liten verdi med tanke på effekttap og tapt batterilivstid. Det vil vises i kapittel 4 at V2H-funksjonene er avhengig av relativt store variasjoner i spotprisen for at det skal være lønnsomt å sende strøm tilbake til nettet. Ettersom AMS skal med få unntak være installert i norske hjem fra 1. januar 2019, samt introduksjonen av Elhub vil det være mulig for kraftleverandører å tilby timesbasert spotpris. Når dette er mulig vil det også være mer nytte med V2H grunnet daglige variasjoner i spotprisen. Den største bekymringen rundt V2G/V2H-kapabiliteter i EV-er i dag er dets mulige effekt på batteriet. Hver ladesyklus som gjennomføres vil bidra til denne degraderingen, men det er uvisst hvor stor effekt V2G/V2H vil ha på et enkelt kjøretøys batteri. Hvis man går utifra en Nissan Leaf leverer 5kWh til nettet hver dag vil det føre til en dobling av batteribruk og følgelig en antatt halvering av batteriets levetid, og med dette som antakelse vil V2G/V2H ikke lønne seg i Norge i 2019, men muligens rundt 2030, gitt at batteriprisene synker (Horne, Buvik og Hole, 2019). Selv om timesbasert spotpris ikke er kommersielt tilgjengelig for privatkunder tilbys det bedriftskunder.

NISSAN
Innovation that excites

NISSAN INTELLIGENT MOBILITY

NISSAN ENERGY SHARE

LEAF energy is shared with home, buildings or grid

Vehicle to Home / Vehicle to Building

Electricity generated from renewable energy sources such as solar can be stored in the Nissan LEAF

Peak shaving

Energy demand

0 6 12 18 24

Reduce electricity consumption during peak period of energy demand
Save money on peak charges *2

Power your home using Nissan LEAF, and still have enough energy to drive

Emergency backup

Energy from Nissan LEAF can be used during an emergency to power home and office buildings

Vehicle to Grid

Energy from the Nissan LEAF can be returned to the grid and help stabilize it

Nissan LEAF provides backup energy for 3 days *3

*1. PCS is the power conditioning system that allows you to convert power between LEAF and home. Availability of this technology varies by region.
*2. The benefit of saving money varies by region. *3. Depends on the amount of electricity usage.

Nissan LEAF

FIGUR 2.1: Nissans presentasjon av Energy Share

2.3 Nullutslippsbygninger

Nullutslippsbygget i denne oppgaven er basert på et årlig netto utslipp mindre enn null CO₂-ekvivalenter. ZEB-en modellert i denne oppgaven er dermed en Zero Emission Building, ikke en Zero/Net-Zero Energy Building. Det er også kun tatt hensyn til utslipp grunnet operasjon og drift av bygningen og EV-ene, ikke produksjonsmateriell, utslipp dannet ved konstruksjon eller riving etter bygningens livstid. Mammo Fufa mfl., 2016 beskriver de ulike rammene til en ZEB i mer detalj.

2.3.1 Samhandling med Vehicle to Grid/Vehicle to Home

V2G er ofte satt til en større skala enn en bygning. Dersom man analyserer et Zero Emission Neighbourhood (ZEN) vil V2G være mer aktuelt og dens funksjoner kan være med på å øke fleksibiliteten innad i en ZEN. V2H vil derimot kunne være økonomisk gunstig, både ved valg av oppladingstidspunkt av en eller flere EV, samt bedre utnyttelse av egenprodusert PV-elektrisitet.

2.4 Mosel-modellen

Mosel-modellen ble utviklet av Karen Lindberg og Astrid Ånestad ved NTNU i 2014 (Ånestad, 2014). Modellen er utviklet i Fico Xpress som er en kommersiell løser for matematisk optimalisering, basert på Mosel-språket.

2.4.1 Tidligere arbeid

Modellen er i utgangspunktet utviklet av Karen Lindberg og Astrid Ånestad som en optimeringsmodell for utviklingen av en ZEB. Modellen tar hensyn til mange inputfaktorer som temperatur, elektrisitetspriser, investerings- og driftskostnader for en rekke teknologier. Dette er fortsatt modellens funksjon, med noen tilleggsfunksjoner. Et stasjonært batteri ble utviklet av Sandra Haagensen i hennes prosjektoppgave, og videreutviklet gjennom denne oppgaven. Andre funksjoner, som innføringen av EV som et separat elektrisitetskrav, batteribegrensinger i form av begrenset tilgjengelig tid og maksimal overføringskapasitet og flere batterier er også utviklet gjennom denne oppgaven.

2.4.2 Begrensinger

Modellen er økonomisk optimisert, som vil si at dets objektfunksjon er å minimere kostnad samtidig som krav og begrensinger satt blir fulgt. V2G-prinsippet er at EV-batteriet skal være med på å stabilisere nettet, men dette er et krav/begrensing som ikke lar seg modellere i den eksisterende modellen.

Modellen er også statisk i den forstand at kjøretøyene ankommer hver dag, til samme tid, med samme State-of-Charge (SOC), og forlater laderen til samme tid hver

dag. Med SOC menes batteriets energiinnhold i forhold til batteriets nominelle kapasitet. Ligning 3.3 viser dette forholdet.

$$SOC = \frac{\text{Kapasitet}}{\text{Nominell kapasitet}} \quad (2.1)$$

Den naturlige usikkerheten og variasjonen som vil forekomme i virkeligheten er dermed ikke modellert. V2G/V2H-funksjonene vil i virkeligheten måtte tilpasse seg forskjellige avreisetider blant EV-eierne, slik at batteriet kan være oppladet innen avreise.

Modellen er også deterministisk. Det vil si at all inputdata er statisk, og inneholder ingen tilfeldige variable. Som et resultat av dette vetmodellen fremtiden og optimaliserer seg deretter.

Kapittel 3

Metode

Dette kapittelet beskriver Mosel-modellen og bakgrunn for utviklingen av modellen. Antakelser knyttet til datagrunnlaget, samt endringer gjennomført blir diskutert. Utvikling av et python-program for resultatstolkning beskrives, samt begrunnelse for dette.

3.1 Utvikling av python-toolkit

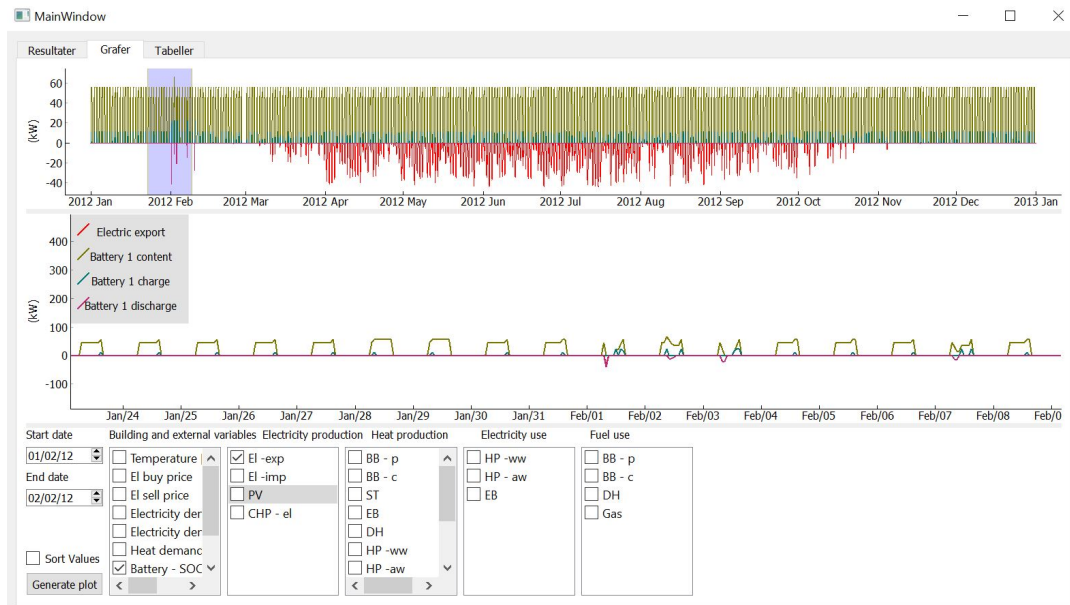
Gjennom arbeidet utført i prosjektoppgaven ble det avdekket et behov for en rask og effektiv måte å tolke resultatene gitt av modellen. Modellen skriver ut sine resultatet i en Excel-fil, som inneholder all data, og noen utvalgte grafer og variabler. Antallet variabler i modellen gjorde en tolkning av resultatene vanskelig. Målet med utvikling av et GUI (Graphic User Interface – Brukergrensesnitt) er å muliggjøre presentasjonen av resultatene på en intuitiv og lett manipulerbar måte. Ved å tillate et dynamisk valg av variabler som kan presenteres sammen i samme graf, tydeliggjøres resultatene og gjør det lettere å observere deres sammenhenger på en mer effektiv måte. Arbeidet ble gjennomført i Python 3.7, og inkluderer biblioteker som *pyqt5* og *pyqtgraph* som har funksjoner knyttet til GUI-utvikling og grafisk fremstilling. Fokuset under utvikling har vært på den grafiske fremstillingen, hvor et valg av datospenn, hvilke variabler som skal vises, samt en sorteringsfunksjon. Figur 3.1 viser et eksempel på de grafiske mulighetene som eksisterer i programmet. Programmet inneholder også en egen side hvor resultatene er vist i tabeller, også her med en sorteringsfunksjon. En listefunksjon med enkeltverdier som investeringskostnader, installert kapasitet, total produksjon og forbruk, totalt og for hver teknologi ble vurdert, men ikke implementert grunnet tidsbegrensinger. Disse dataene kan også lett nåes i resultatenes Excel-ark, og var av den grunn ikke en prioritering.

3.1.1 Grafisk fremstilling av resultater

Den viktigste funksjonen til Python-programmet er den grafiske fremstillingen av resultatene. Denne fremstillingen har en rekke fordeler sammenlignet med mulighetene i Excel. Punktene under beskriver disse fordelene.

- **Fleksibilitet**

Python-programmet tillater en lite krevende metode for å implementere nye variabler skulle det være nødvendig. Gjennom å endre import-klassen til å hente den nye variabelens Excel-kolonne fra resultatfilen, samt en endring i



FIGUR 3.1: GUI utviklet for analyse av Mosel-modellen

funksjonen som tegner plottet, kan denne nye variabelen enkelt legges til i listen over eksisterende variabler.

- **Hastighet**

Python-programmet bruker litt tid (20 – 30 sekunder) når det startes, grunnet innhenting av Excel-data fra både input- og resultatfilene. Når denne informasjonen derimot er lagret i programmet bruker programmet kun millisekunder på å danne plottet og tabellene med data.

- **Enkelhet**

Det har blitt betydelig lettere å endre hvilke variabler som skal fremstilles grafisk.

- **Eksportvennlighet**

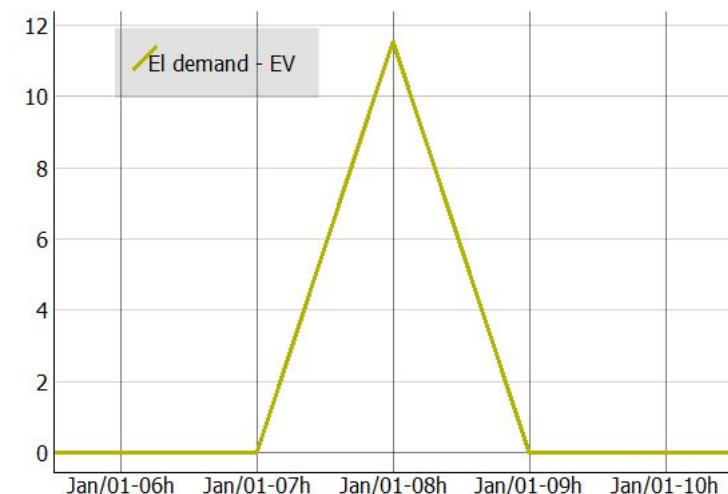
Den grafiske fremstillingen av resultatene lar seg lett eksportere til bildefiler (.PNG eller .JPEG). Hver variabel beholder også en fast farge i plottene slik at den lett lar seg gjenkjenne i forskjellige figurer, samt en autogenerated av tegnforklaringene til hver variabel brukt i plottet.

- **Adaptiv datoakse**

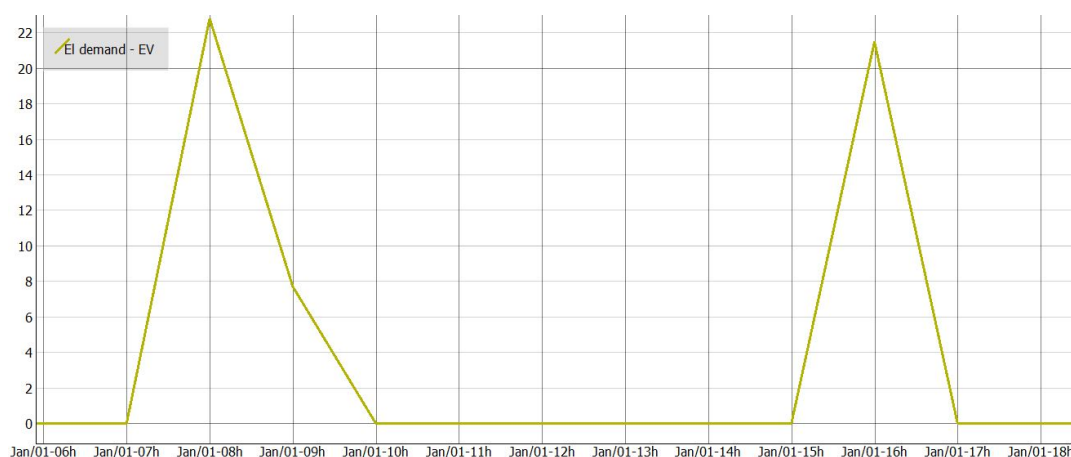
X-aksen i den grafiske fremstillingen adapterer seg automatisk til oppløsningen til den viste informasjonen. Dette gjør det lettere å se hvilke timer, datoer, dager eller måneder det er snakk om.

3.1.2 Tabellfunksjon

Python-programmets tabellfunksjon inneholder samme informasjon som resultatfilen, men med en enkel sorteringsfunksjon, samt data fra inputfilen. Dermed er all aktuell data enkelt tilgjengelig fra samme sted.



FIGUR 3.2: Lademønster ved konvensjonell lading, 1 EV daglading



FIGUR 3.3: Lademønster ved konvensjonell lading, 5 EV kombinasjonslading

3.2 Valgte caser

I denne oppgaven blir en rekke forskjellige caser gransket, samt en base case hvor ingen EV-er er tilstede. Disse casene deles opp i to kategorier, lademetode og tid på døgnet. I V2H-casene blir modellstyrt oppladning brukt, mens det i de andre casene blir brukt konvensjonell oppladning uten mulighet for bidireksjonell lading, kun opplading av EV. I begge kategoriene er den totale mengden energi nødvendig til EV-ene den samme. EV-ene ankommer med SOC vist i tabell 3.6, og skal lades opp til 75% SOC, med en ladereffektivitet på 90%. Den konvensjonelle oppladingen fungerer ved at den leverer 22.8 kW som er maksimal total overføringskapasitet for laderen i alle caser. Denne effekten blir levert til EV-ene til SOC har nådd 75%. Figur 3.2 og figur 3.3 viser eksempler på konvensjonelle lademønstre for 1 EV ved daglading (case 1D) og 5 EV i en kombinasjon av dag- og natlading (Combo).

Bilenes tilgjengelighet er en annen viktig forskjell mellom de ulike casene. I D-casene er det antatt at bilene ankommer 08:00 og er tilgjengelige til 16:00, og i casene hvor

modellstyrt lading er benyttet (Casene merket V2H) er batteriet tilgjengelig for opp- og utlading gjennom hele dette tidsrommet. I N-casene og ankommer EV-ene 16:00 og er tilgjengelige til 08:00. I disse casene er dermed EV-ene tilgjengelig gjennom natten, og over et større tidsrom. Tabell 3.1 viser en oversikt over hver case, og en beskrivelse av den.

3.3 Modell

Dette delkapittelet beskriver modellen, dens objektfunksjon og ligningene brukt for å integrere V2H. Inkludert er også el-balanseligningene utviklet av Karen Lindberg og Astrid Ånestad, med modifikasjoner av Sandra Haagensen og videremodifisert i forbindelse med denne oppgaven.

3.3.1 Objektfunksjon og el-balanse

Modellens objektiv er som nevnt i kapittel 2 å minimisere til totale kostnadene knyttet til ZEB-en. Ligning 3.1 viser objektfunksjonen brukt for å oppnå dette.

$$\text{Minimer}(kostnad_{total}) \quad (3.1)$$

3.3.2 V2H

Tidligere arbeid

En rekke ligninger er nødvendig for å utvide modellen til å håndtere V2H funksjoner. Grunnpillaren for disse er batteriligningene utviklet av Sandra Haagensen i hennes masteroppgave. Variablene opprettet i denne forbindelse er vist i tabell 3.2. Disse variablene er inkludert ettersom de blir brukt videre i original eller lettere modifisert form i V2H-modellen.

Av disse variablene ble et sett med restriksjoner utviklet. Ligning 3.2 bestemmer at batteriets innhold aldri kan være større enn batteriets kapasitet.

$$z_{ba}(t) \leq x(ba) \quad (3.2)$$

Ligning 3.3 definerer SOC-balansen i batteriet.

$$z_{ba}(t) = z_{ba}(t-1) + y_{ch}(t) \cdot Eff_{ba} - y_{dch}(t) \cdot \frac{1}{Eff_{ba}} \quad (3.3)$$

Ligningene 3.4 og 3.5 setter en restriksjon på at opplading ikke kan overstige batteriets kapasitet, og at det ikke kan utlades mer enn innholdet av batteriet.

$$y_{ch}(t) \leq (x(ba) - z_{ba}(t-1)) \cdot \frac{1}{Eff_{ba}} \quad (3.4)$$

$$y_{dch}(t) \leq z_{ba}(t-1) \cdot Eff_{ba} \quad (3.5)$$

Beskrivelse av EV	Beskrivelse	Case
Ingen EV	Ingen opp- eller utladningsmuligheter.	Base
1 Tesla Modell S	1 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Modellstyrt lading med mulighet for V2H.	1D-V2H
1 Tesla Modell S	1 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Konvensjonell lading uten mulighet for V2H.	1D
1 Tesla Modell S	1 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Modellstyrt lading med mulighet for V2H.	1N-V2H
1 Tesla Modell S	1 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Konvensjonell lading uten mulighet for V2H.	1N
2 Tesla Modell S		
2 Nissan Leaf	5 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Modellstyrt lading med mulighet for V2H.	5D-V2H
1 Wolkswagen E-golf		
2 Tesla Modell S		
2 Nissan Leaf	5 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Konvensjonell lading uten mulighet for V2H.	5D
1 Wolkswagen E-golf		
2 Tesla Modell S		
2 Nissan Leaf	5 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Modellstyrt lading med mulighet for V2H.	5N-V2H
1 Wolkswagen E-golf		
2 Tesla Modell S		
2 Nissan Leaf	5 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Konvensjonell lading uten mulighet for V2H.	5N
1 Wolkswagen E-golf		
2 Tesla Modell S	3 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Disse er 1 Tesla, 1 Nissan og 1 Wolkswagen.	
2 Nissan Leaf	2 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Disse er 1 Tesla og 1 Nissan.	Kombi-V2H
1 Wolkswagen E-golf	Modellstyrt lading med mulighet for V2H.	
2 Tesla Modell S	3 EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. Disse er 1 Tesla, 1 Nissan og 1 Wolkswagen.	
2 Nissan Leaf	2 EV tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Disse er 1 Tesla og 1 Nissan.	Kombi
1 Wolkswagen E-golf	Konvensjonell lading uten mulighet for V2H.	

TABELL 3.1: De ulike casene, EV-er i hver case, samt en beskrivelse av hver case

Variabel	Beskrivelse
$z_{ba}(t)$	Innhold i batteriet ved tiden t [kWh]
$y_{ch}(t)$	Effekt tilført batteriet ved tiden t [kWh]
$y_{dch}(t)$	Effekt hentet fra batteriet ved tiden t [kWh]
$x(ba)$	Kapasiteten til batteriet
Konstant	Beskrivelse
Eff_ba	Effekt ved opp- og utlading av batteriet

TABELL 3.2: Variabler og konstant knyttet til stasjonært batteri utviklet av Sandra Haagensen

Videreutvikling

Implementeringen av V2H krever forandringen av Haagensens implementering av batteriet, av to hovedgrunner. Modellen er nå avhengig av tilgang på flere batterier, og batterienes tilgang er begrenset avhengig av tid på døgnet. Effektkapasiteten ved overføring til og fra batteriet skal også begrenses for å simulere en kurs på ladesystemet på 22.8 kW. Denne effektbegrensingen er basert på antakelsen om at ladesystemet forsynes med en trefaset kurs på 32 A på et 400 V TN-nett. Hver fase kan levere en effekt på

$$\frac{400V \cdot 32A}{\sqrt{3}} = 7.36kW$$

som gir en maksimal total effekt på

$$3 \cdot 7.36kW = 22.08kW$$

Å programmere modellen til å benytte seg av flere batterier er nødvendig for å simulere flere biler tilstede ved ZEB-en. Dette ble implementert ved å legge til flere tilgjengelige batterier i modellen, hvor hver av disse teknologiene fungerer som Haagensens batteri i forrige seksjon med noen modifikasjoner. Dette tillater egenskapene til hvert enkelt batteri å justeres, slik at forskjellige EV-modeller kan implementeres hver for seg. Batterikapasitet, SOC ved ankomst og krav til SOC for avreise er justerbart for hvert enkelt batteri. Alle resultatene lagres også for hvert enkelt batteri, slik at det er mulig å analysere hvordan modellen optimaliserer ladingen av hvert batteri. Dette er et resultat av at modellen ikke ser på batteriene som én teknologi, men en rekke forskjellige tilgjengelige (og obligatoriske) teknologier som har forskjellige verdier, men som fungerer på samme måte. Det blir også mulig å sette forskjellige restriksjoner for hvert batteri. Dette var nødvendig for å muliggjøre batterier som er tilgjengelig til forskjellige tider på døgnet.

For at optimaliseringsmodellen skal kunne håndtere lading av en eller flere elektriske kjøretøy på egenhånd er det nødvendig å lage ett nytt sett med variabler og begrensninger. Der det tidligere kun var nødvendig å legge til en ny liste med krav til elektrisk kraft i timeoppløsning blir det her nødvendig med oppretting av ulike variabler og restriksjoner. Dette er nødvendig for at modellen skal kunne optimalisere ladehastigheten og ladetidspunkt for hvert enkelt kjøretøy. Modelleringen av kjøretøyenes batteri er som nevnt i forrige delkapittel basert på arbeid gjort i prosjektoppgaven til Sandra Haagensen. Noen viktige endringer av Haagensens modell

Variabel	Beskrivelse
$z_{ba_i}(t)$	Innhold i batteri i ved tiden t [kWh]
$y_{ch_i}(t)$	Effekt tilført batteri i ved tiden t [kWh]
$y_{dch_i}(t)$	Effekt hentet fra batteri i ved tiden t [kWh]
$TT(t)$	Diskret variabel som bestemmer tilgjengeligheten til EV. 0, 1, 2 og 3 er mulige verdier.
Konstant	Beskrivelse
$x(i)$	Kapasiteten til batteriet. Ikke lenger en variabel, men knyttet til bilmodellens batterikapasitet.
Eff_{ba}	Effekt ved opp- og utlading av batteriet
$Max_{transfer}$	Begrensingen på overføringskapasitet. Satt til 22,08 kW.

TABELL 3.3: Variabler og konstanter brukt i optimaliseringsmodellen.

er gjennomført. Modellen kan ikke lenger optimalisere batteriets kapasitet, da kjøretøyene har sine egne fastsatte kapasiteter avhengig av bilmodell. Etersom modellen ikke lenger skal investere i batteriet, er investeringskostnaden også satt til null. Tabell 3.3 viser variablene og konstantene brukt i denne modellen. Telleren i er et sett hvor

$$i = \{1, 2, \dots, n\}$$

der n er antallet EV-batterier i bruk i modellen. I denne oppgaven er $n = 1$ eller $n = 5$ avhengig av case.

Knyttet til variablene vist i tabell 3.3 er et nytt sett med restriksjoner. Ligning ?? og ?? begrenser den totale overføringen av energi inn og ut av batteriene til $Max_{transfer}$.

$$\sum_{i=1}^n y_{ch_i} \leq Max_{transfer} \quad (3.6)$$

$$\sum_{i=1}^n |y_{dch_i}| \leq Max_{transfer} \quad (3.7)$$

For å simulere når bilen eller bilene er tilgjengelig for V2G-virksomhet ved ZEB-en er nytt konsept introdusert i modellen, *tilgjengelige timer*. Dette er en metode for modellen å simulere at bilen ankommer ladestasjonen med en gitt SOC, tilbringer et gitt antall timer på stasjonen, hvor den er tilgjengelig for V2G, for deretter å forlate ladestasjonen med en gitt SOC. *Tilgjengelige timer*-variabelen er en diskret variabel, med en verdi for hver time i året. Denne variabelen er gitt en verdi mellom 0 og 3. Tabell 3.4 viser hvordan variabelen *Tilgjengelig time* fungerer, og hva variabelens verdi bestemmer.

Hvilket restriksjoner som gjelder er dermed avhengig av verdien til $TT(t)$.

Verdi av tilgjengelige timer-variabelen	Funksjon
0	Batteriet er ikke tilgjengelig til bruk. Dette gjøres ved at batteriets kapasitet settes lik 0.
1	Batteriet er tilgjengelig. Både opp- og utladning kan forekomme.
2	Siste time hvor batteriet er tilgjengelig. En ekstra restriksjon forekommer, batteriet må være ladet opp til 75%.
3	EV-ankomst. Restriksjoner angående batteriets opp- og utladning fjernes, og SOC settes til 30%. Dette gjøres for å fyllebatteriet til 30% uten at modellen må konsumere energi for å lades opp. Dette for å simulere at bilen ankommer med 30% SOC.

TABELL 3.4: De forskjellige verdiene av *tilgjengelig time*-variabelen og deres funksjoner

Time på døgnet	Tilgjengelig time (daglading)	Tilgjengelig time (nattlading)
1	0	1
2	0	1
3	0	1
4	0	1
5	0	1
6	0	1
7	0	1
8	3	2
9	1	0
10	1	0
11	1	0
12	1	0
13	1	0
14	1	0
15	1	0
16	2	3
17	0	1
18	0	1
19	0	1
20	0	1
21	0	1
22	0	1
23	0	1
24	0	1

TABELL 3.5: Eksempeldøgn som viser hvordan *tilgjengelig time*-variabelen endrer seg gjennom døgnet ved dag- og nattlading

TT(0)

Ved **TT(0)** gjelder restriksjonene 3.8 og 3.9. 3.8 setter batteriets innhold like 0, mens 3.9 sikrer at ingen utlading skjer. Dette er nødvendig siden det ikke er noe SOC-balanse i dette tilfellet.

$$z_ba_i(t) = 0 \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.8)$$

$$y_dch_i(t) = 0 \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.9)$$

TT(1)

For **TT(1)** fungerer EV-batteriener som ordinære stasjonære batterier og fungerer som batteriet i Haagensens prosjektoppgave. Restriksjonene gitt i ligningene 3.10, 3.11 og 3.12 gjelder. Disse er identiske med ligningene 3.3, 3.4 og 3.5, med tillegg om at de gjelder alle batteri i sett i .

$$z_ba_i(t) = z_ba_i(t-1) + y_ch_i(t) \cdot Eff_{ba} - y_dch_i(t) \cdot \frac{1}{Eff_{ba}} \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.10)$$

$$y_ch_i(t) \leq x(i) - z_ba_i(t-1) \cdot \frac{1}{Eff_{ba}} \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.11)$$

$$y_dch_i(t) \leq z_ba_i(t-1) \cdot Eff_{ba} \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.12)$$

TT(2)

Ligning 3.13 og ligning 3.10 er aktive i denne fasen. Ligning 3.10 er SOC-balanseligningen, mens ligning 3.13 krever at hvert batteri i har over 75% SOC. Dette fordi **TT(2)** simulerer avreisetimen, og EV-en må dermed være oppladet.

$$z_ba_i(t) \geq 0.75 \cdot x(i) \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.13)$$

TT(3)

TT(3) representerer EV-ens ankomst. Restriksjonene gitt av ligning 3.9 og 3.14 sørger for at batteriet ikke kan lades opp eller ut, mens ligning 3.15 setter SOC lik batteriets SOC lik kapasitet ved ankomst for hvert kjøretøy. Denne kapasiteten er vist i tabell 3.6. Mangelen på en SOC-balanseligning (ligning 3.10) muliggjør fastsettelsen av batterienes SOC uten at strøm må leveres av ZEB eller nettet.

$$y_ch_i(t) = 0 \text{ for } i = 1, \dots, n \quad (3.14)$$

$$z_ba_i(t) = SOC_init_i \cdot x(i) \quad (3.15)$$

Forbruk [kWh/km]	24C			-7C			Snittforbruk	
	UDDS	HWFET	US06	UDDS	HWFET	US06		
Modell	UDDS	HWFET	US06	UDDS	HWFET	US06	Snittforbruk	
Tesla Model S (2017)	0.19	0.19	0.27	0.34	0.26	0.32	0.26	
Nissan Leaf (2018)	0.15	0.19	0.26	0.23	0.23	0.29	0.22	
Volkswagen E-golf (2018)	0.13	0.17	0.22	0.24	0.20	0.25	0.20	
Forbruk etter 40.3km [kWh]	24C			-7C				
Modell	UDDS	HWFET	US06	UDDS	HWFET	US06	Snittforbruk	Kapasitet ved ankomst [%]
Tesla Model S (2017)	7.64	7.59	10.77	13.65	10.39	12.77	10.47	61.0%
Nissan Leaf (2018)	6.09	7.46	10.52	9.42	9.12	11.74	9.06	52.4%
Volkswagen E-golf (2018)	5.26	6.74	9.04	9.82	8.04	10.24	8.19	52.1%

TABELL 3.6: EV forbruk og gjenværende SOC ved ankomst, antatt 40.3 km pr. dag

3.3.3 Kombinasjon use-case

kombinasjons-casen krever en endring av disse definisjonene, da batteriene ikke lenger skal være tilgjengelig ved samme tid. I denne casen endres modellkoden, slik at to av batteriene endrer oppførsel. Ettersom nattlading er definert i oppgaven som den tidsmessige motsatte til daglading (Daglading fra 08:00 til 16:00, nattlading fra 16:00 til 08:00) kan variablene kun endre funksjon for enkelte av EV-batteriene. I case 5a endres funksjonene knyttet til *tilgjengelige timer*-variabelen for to av EV-batteriene, et 75kWh og et 40kWh. Funksjonelt betyr dette at to av EV-batteriene lader om natten og de tre andre om dagen.

3.4 Antakelser

3.4.1 SOC ved ankomst

Den gjennomsnittlige kjørelengden per EV i Buskerud i 2018 var 14 701 km (*Kjørelengder - SSB*). Det er antatt i hver case at EV lades hver dag, uavhengig av helg eller ferie. Den daglige kjørelengden per EV er dermed satt til

$$\frac{14701\text{km}}{365\text{dager}} = 40.28 \frac{\text{km}}{\text{dag}}$$

En amerikansk undersøkelse viser at energiforbruk per kilometer varierer i takt med kjøremønster, bilmodell og temperatur (Kensy, 2019). Beregningene er gjennomført ved tre ulike Utregningen til celsius- og kilometerverdier vises i PROSJEKTOPPGAVE. Tabell 3.6 viser disse verdiene for hver av de tre bilmodellene brukt, for tre forskjellige kjøremønstre, og ved to forskjellige temperaturer. Beregnet SOC ved ankomst er beregnet utifra gjennomsnittsforkruket i disse situasjonene, og vises i siste kolonne i tabell 3.6. Det er denne SOC som er brukt i modellen, med mindre annet er spesifisert.

Modell	Batterikapasitet [kWh]
Tesla Modell S (2018)	75
Nissan Leaf (2018)	40
Wolkswagen E-golf (2017)	35,8

TABELL 3.7: De tre brukte bilmodellene og deres kapasiteter i kWh

3.4.2 Antall biler

Antallet biler brukt i denne oppgaven er basert på antallet brukt i PROSJEKTOPPGAVE, for å forenkle sammenligningen med resultatene presentert der. Bilmodellene brukt, og antallet av hver av disse er også basert på modellene brukt i prosjektoppgaven. De valgte bilmodellene blir også brukt fordi de representerer EV-er i forskjellige prisklasser, batteristørrelser, samtidig som hver av dem dekker en betydelig del av det norske markedet (Linge og Pedersen, 2018). Biltypenes nyere årsmodeller er brukt, grunnet økte overføringskapasiteter og den økte batterikapasiteten. De ulike batteristørrelsene skaper også muligheter for å analysere forskjeller i modellens prioriteringer når det kommer til opplading om bruk av V2H-kapabiliteter.

Granskingstilfellene gransker enten null, ett, eller fem kjøretøy. Null er valgt for å kunne analysere innvirkningen av EV-ene på ZEB-ens investeringskostnad og energiforbruk. Ett er valgt for å kunne analysere optimalisering av et enkelt batteri og dets innvirkning på ZEB-en. Fem er valgt som et sannsynlig antall EV-er blant ansatte ved en skole av den gitte størrelsen, eller i tilfellet med natlading, et mulig antall firma- eller offentlige biler benyttet i en bygning av denne størrelsen.

3.4.3 Batterikapasitet

Batterikapasiteten til hvert granskingstilfelle er bestemt ut ifra EV-modellen batteriet skal simulere. Tabell 3.7 viser batterikapasiteten til hver modell.

Batterikapasitetene på bilene dekker mellom-nivå og toppnivå av dagens EV-modeller

3.4.4 Tilgjengelighet

I denne masteroppgaven er det antatt at bilene har samme ladebehov uansett uke-dag eller tid på året. Temperatur er også antatt til ikke å ha en betydelig effekt på SOC ved ankomst eller laderens effektivitet eller kapasitet. Lading på dagtid er definert som tidsrommet 08:00 til 16:00, av den hensikt å simulere ansatte som lader sine kjøretøy under arbeidstiden. Lading på nattestid er definert som tidsrommet fra 16:00 til 08:00 for å simulere firmabiler som benyttes i arbeidstiden og lades ellers.

3.4.5 Effektivitet

Effektiviteten til EV-laderen er satt til 90%. Dette er noe i høyeste laget for EV-ladere, spesielt ved 22.8 kW hurtiglading. Effektiviteten ved V2H er rapportert til et sted

mellom 53% og 62% (Shirazi og Sachs, 2018), men også til rundt 70% (Apostolaki-Iosifidou, Kempton og Codani, 2018). Mange faktorer påvirker effektiviteten. Når det er snakk om effektiviteten til V2H er det snakk om en energioverføring fra og deretter tilbake til bilen (en ladesyklus). I denne oppgaven er denne effektiviteten

$$90\% \cdot 90\% = 81\%$$

3.4.6 Opp- og utladingskapasitet

Opp- og utladningskapasiteten er satt til effekten ved en 32A, 3-fase opp- eller utlading ved 400V TN-nett, som gir en effekt på 22.08kW. I 2019 er de ikke alle modeller som støtter denne hastigheten. Tesla modell S er den eneste av bilmodellene i denne oppgaven som støtter denne hastigheten i realiteten, men oppgaven antar at det er en mulighet for alle bilmodellene.

3.5 Inputverdier

Input-verdiene, inkludert elektrisitetspriser, investeringskostnader og egenskapene til hver teknologi er basert på tall fra Sandra Haagensens masteroppgave gjennomført ved NTNU våren 2019. Denne oppgaven er basert på samme Mosel-modell som brukt her.

Kapittel 4

Resultater & diskusjon

4.1 Investeringsresultater

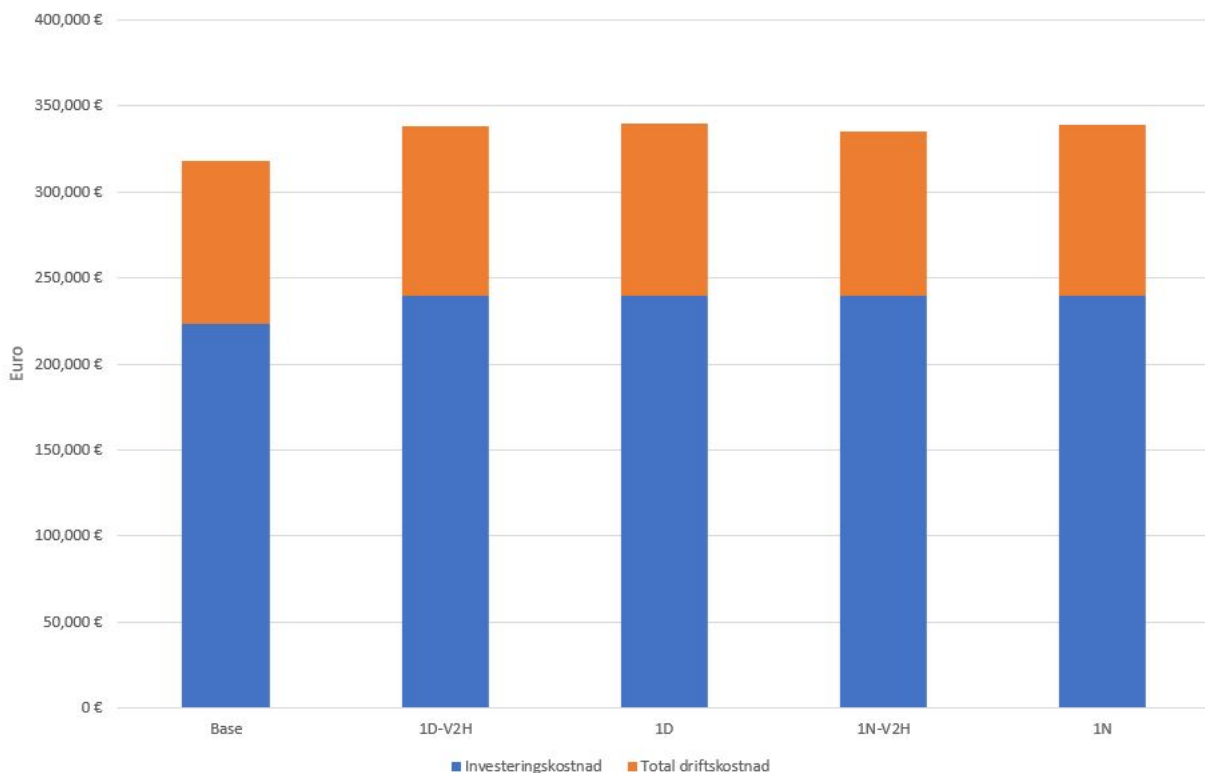
Dette kapitlet ser på de økonomiske resultatene fra modellen, som totalkostnad, investerings- og driftskostnader. Den beskriver også investeringen i PV og installert effekt av PV.

4.1.1 Økonomiske resultater

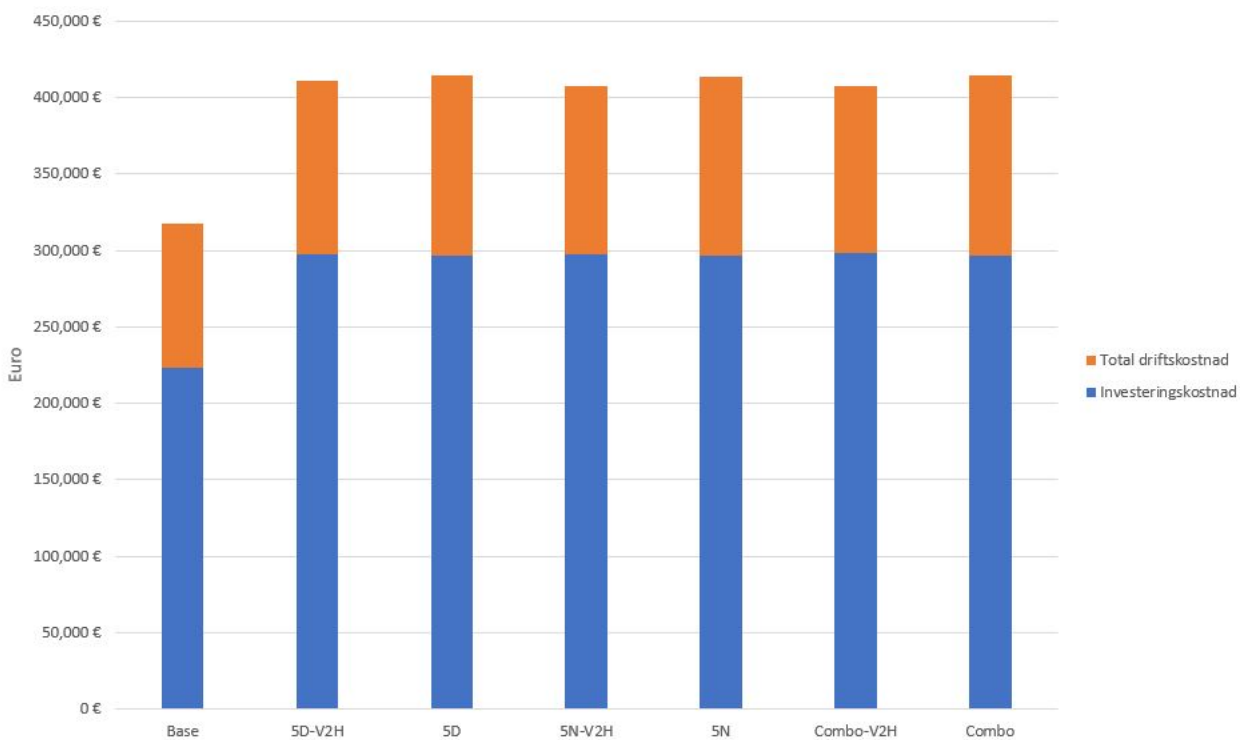
Som forventet er kostnadene for oppladning av 1 EV større enn base-casen og oppladning for 5 EV er igjen betydelig større. Dette gjelder både totalkostnader, investeringskostnader og operasjonskostnader. Det er likevel variasjon mellom hver av casene med samme antall EV. Figur 4.1 viser totalkostnaden for hver av 1 EV casene, mens figur 4.2 viser totalkostnaden for hver av 5 EV casene. Begge Figurer inkluderer også base-casen.

Igen er det ikke store forskjeller i kostnader når antall EV er det samme, forskjellene mellom dem er mindre enn ved totalkostnadene. Det er tydelig av resultatene i kapittel 4 at kostnadene øker betydelig det de tilfellene der ZEB-en skal inkludere elektrisitet til EV i sitt netto primærenergiregnskap. I tilfellet med 5 EV øker kostnadene med over 30%. Dette må forventes, da det årlige ekstra kravet til energi er (i 5 EV-casene) 21 000 kWh, mot 38 065 kWh bygningen i seg selv forbruker årlig. Ettersom ZEB har fokus på å være så energieffektive som mulig, og det dermed er viktig å senke elektrisitetsforbruk, er det en selvfølge at et nytt, stort krav til energi vil føre til en stor økning i kostnader.

Forskjellen i pris ved implementering av smart lading er minimal ved 1 EV-casene. 1D-V2H-casens totale pris er ca. 99% av 1D-casens totalpris. Ved 5 EV-er ligger forskjellen mellom 1-2%. Det er dermed ikke mye å spare på den smarte ladingen eller V2H-funksjonen. Den største forskjellen ligger i investeringskostnadene, mens det forskjellene i driftskostnader er mindre. Grunnen til dette er økningen i installert PV effekt. PV har en høy investeringskostnad, men lave driftskostnader.



FIGUR 4.1: Totalkostnad delt inn i investeringskostnader og totale driftskostnader over ZEB-ens livstid for casene med 1 EV



FIGUR 4.2: Totalkostnad delt inn i investeringskostnader og totale driftskostnader over ZEB-ens livstid for casene med 5 EV

Antall EV	Installert effekt – PV	PV – kostnad	PV – andel av investeringskostnad
0	55	179 190	80,4%
1	60	195 480	81,6%
5	78	254 124	85,4%

TABELL 4.1: Installert PV, kostnad for PV og andel utført av total investeringskostnad for ulike antall EV. V2H og smart lading er antatt tilgjengelig.

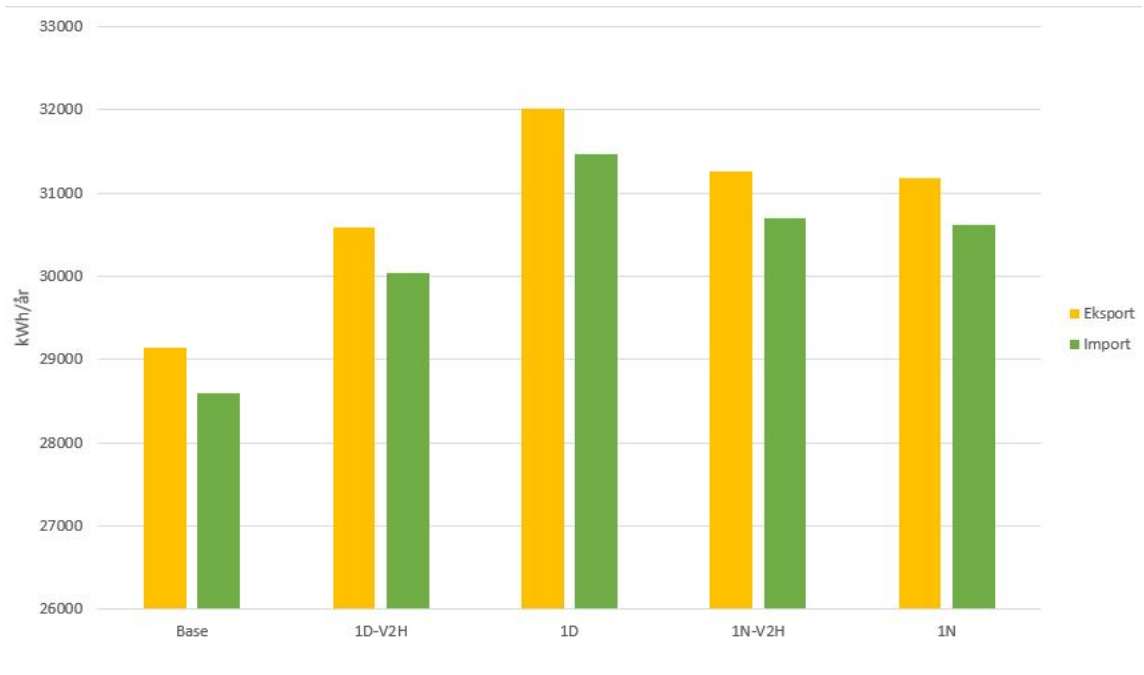
4.1.2 Installert PV-effekt

Den installerte effekten av PV er lik i alle caser med samme antall EV. Dette er som forventet da modellen hadde krav om 100% nullutslipp. Ettersom dette kravet strekkes over hele året (og ikke hver uke eller måned), og hver case med 1 eller 5 EV har samme totale energikrav gjennom året, må nødvendigvis installert PV være det samme for å utligne utslippene skapt av elektrisitetsbruken. Det ble i noen simulasjoner observert en minimal forskjellen på den installerte effekten. Alle simulasjonene som hadde en liten økning i installert PV var V2H-caser. Denne variasjonen i installert effekt som oppstår kan forklares med tapt effekt som følge av utladning av batteriet. Denne utladningen har en effekt på 90% og det totale elektrisitetsforbruket gjennom året vil kunne øke som følge av dette effekttapet, som igjen øker kravet til installert PV-effekt. Tabell 4.1 viser investeringen i PV for base-casen, casene for 1 EV og 5 EV.

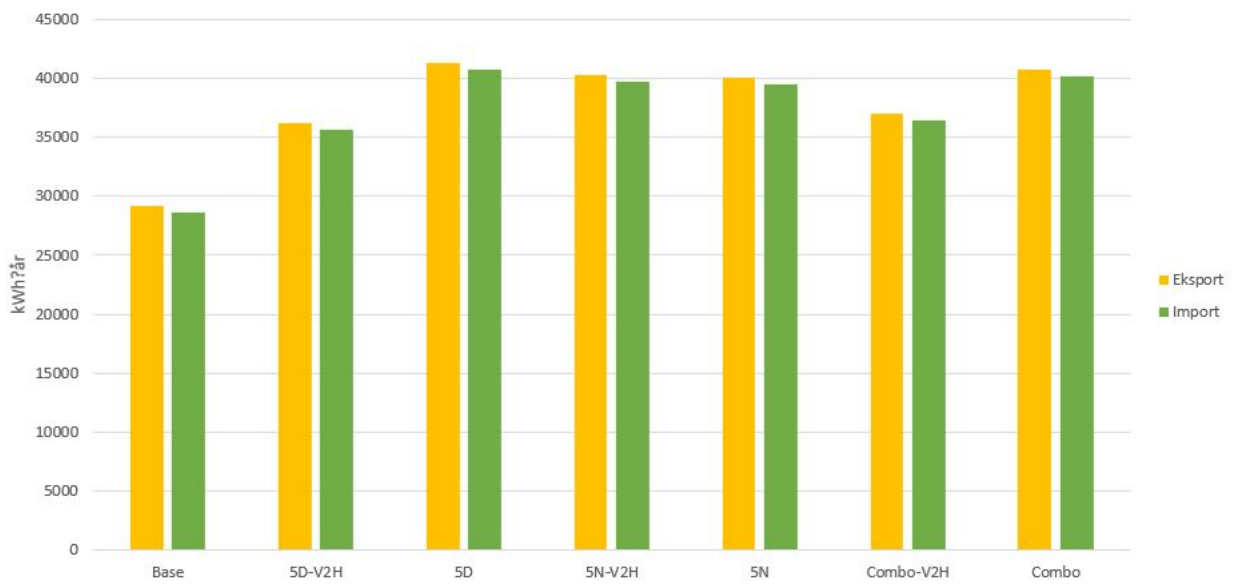
4.2 Import, eksport og selvforbruk

Import og eksport av elektrisitet er en viktig komponent av ZEB. Ett av hensiktene med en integrering av bidireksjonell lading vil være en mer stabil elbalanse, og dermed lavere topper av både eksport og import. Figur 4.3 og 4.4 viser årlig import og eksport ved henholdsvis 1 og 5 EV, hvor base-casen også er representert i begge figurene. Det kommer tydelig frem at både total eksport og import er betydelig redusert i casene med V2H og smart lading implementert. Dette kan antas å skyldes en økt grad av selvforbruk. Disse resultatene kommer tydeligere frem i D-1V2H og D-5V2H casene hvor EV-ene lades på dagtid. Dette grunnes at størsteparten av elektrisitet produsert av PV blir produsert i denne perioden, og dermed er EV i større grad i stand til å utnytte elektrisitet som overgår ZEB-ens forbruk. Det motsatte observeres i casene med konvensjonell lading. Grunnen til dette er trolig at bilene lades tidlig om morgenen, rett etter ankomst i D-casene, og elektrisiteten fra PV er lav i disse timene. I N-casene lades bilene også ved ankomst, rundt klokken 17 hvor produksjon er høyere. Ved nattlading er den totale importen og eksporten lavere i casene med konvensjonell lading. Dette kan skyldes at det er i denne perioden elektrisitetsprisen gjør V2H-funksjonen gunstig. Figur 4.5 og figur 4.6 viser varighetskurvene til eksport og import for henholdsvis 1D-V2H og 1D casene. Det er ikke tydelige forskjeller blant de to casene. Dette er heller ikke forventet, ettersom minimering av elektrisk effekt til og fra nettet ikke er tatt hensyn til av modellen. Modellen vil heller maksimere overføring i de timene som er mest økonomisk gunstige.

En annen påvirkning fra implementering av V2H og smart lading vil være graden av selvforbruk i ZEB-en. Ettersom lading av EV-batteriet er en fleksibel last (batteriene

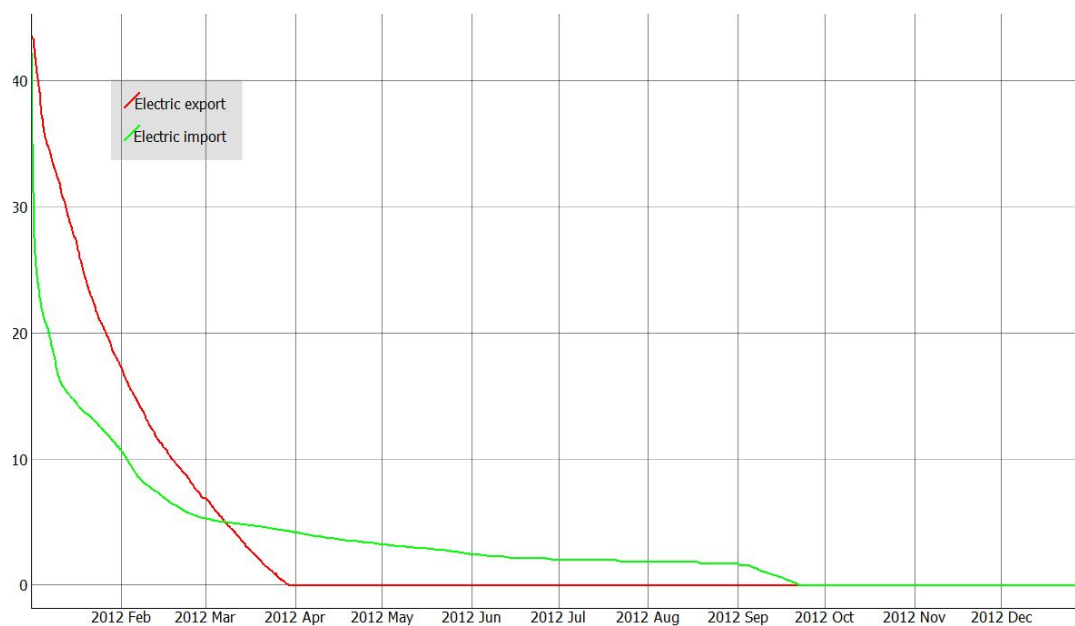


FIGUR 4.3: Årlig import og eksport av elektrisitet ved 0 og 1 EV

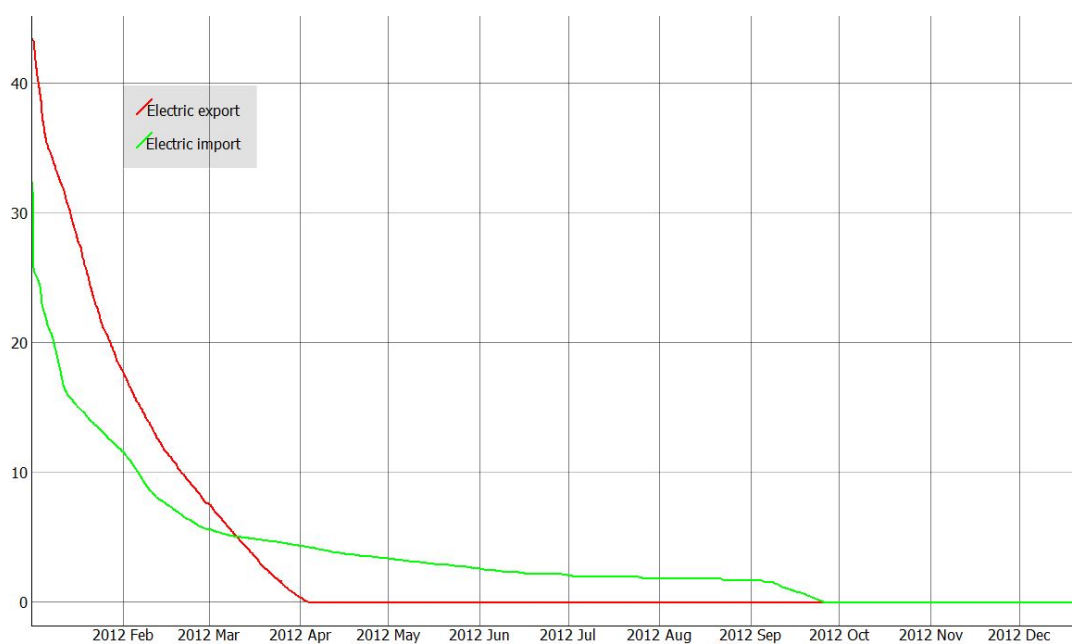


FIGUR 4.4: Årlig import og eksport av elektrisitet ved 0 og 5 EV

kan lades opp i en valgfri periode frem til avreise) er det forventet at selvforbruket vil øke. Den totale eksporten og importen av elektrisitet er også en interessant faktor. Figur 4.7 viser selvforbruksgraden i hver case. Denne er gitt ved årlige mengden kWh elektrisitet produsert av PV som blir brukt av bygningen eller EV, delt på den årlige mengden kWh produsert av PV totalt. Resultatene viser at selvforbruksgraden øker i casene hvor daglading er benyttet. I disse tilfellene vil modellen avvente opplading av EV-batteriene til energien produsert av PV-panelene overgår konsumpsjonen til bygningen. Grunnen til dette vil være at solcellepanelene, som selvfølgelig produserer elektrisitet på dagtid, vil kunne bruke generert energi til å lade EV-batteriene

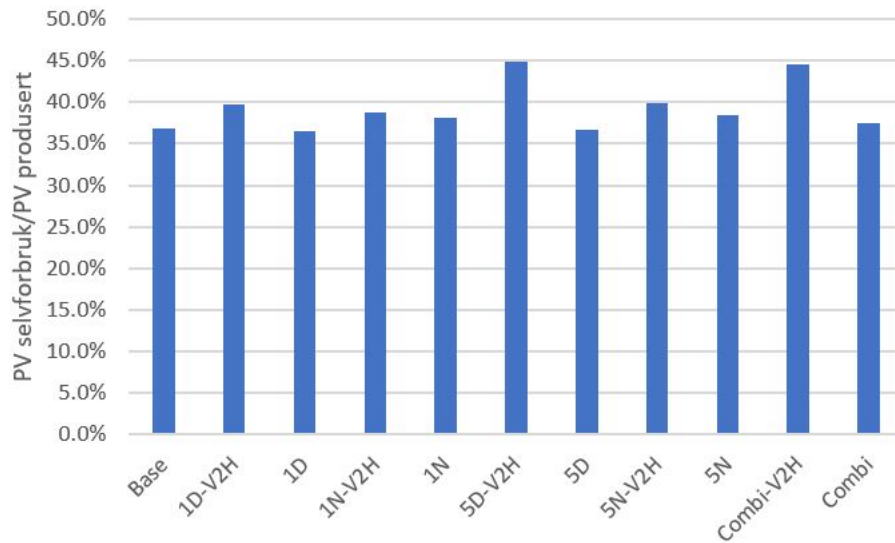


FIGUR 4.5: Varighetskurve for eksport og import av elektrisitet, case 1D-V2H



FIGUR 4.6: Varighetskurve for eksport og import av elektrisitet, case 1D

fremfor å selge elektrisiteten. Siden modellen vil minimisere kostnader og salgsprisen er lavere enn innkjøpsprisen vil dette være gunstig.



FIGUR 4.7: Selvforbruk i hver case

4.3 Årstidsbaserte forskjeller i lademønstre ved V2H og smart lading

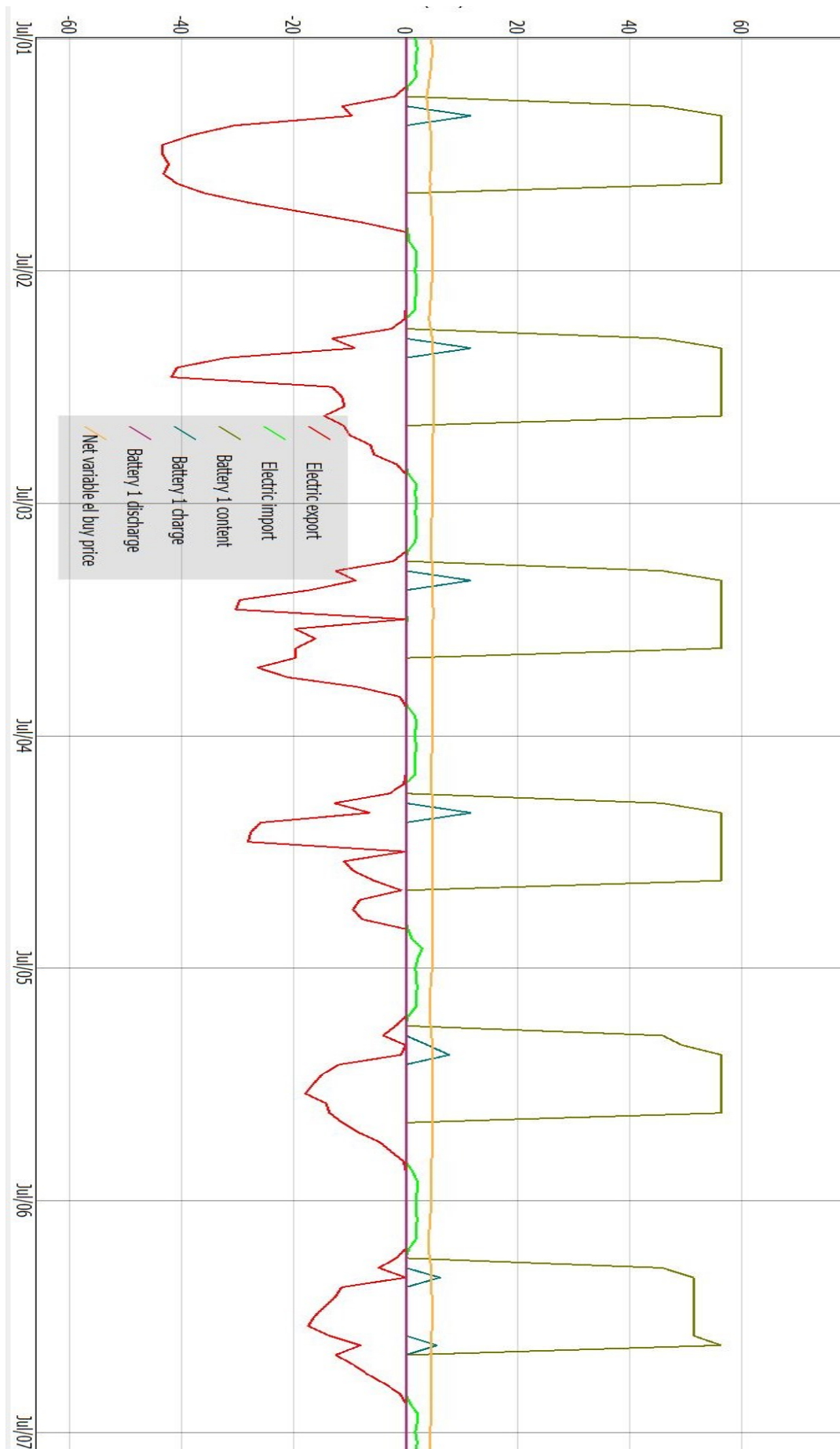
Ettersom SOC ved ankomst for EV-ene er antatt ikke avhengige av temperatur i modellen, viser resultatene forskjellene i lademønstre på forskjellige tider på året basert på elektrisitetsprisen. Denne seksjonen viser noen av modellens variabler gjennom en sommeruke (1. til 7. juli) og en vinteruke (3. til 10. februar).

4.3.1 Sommer

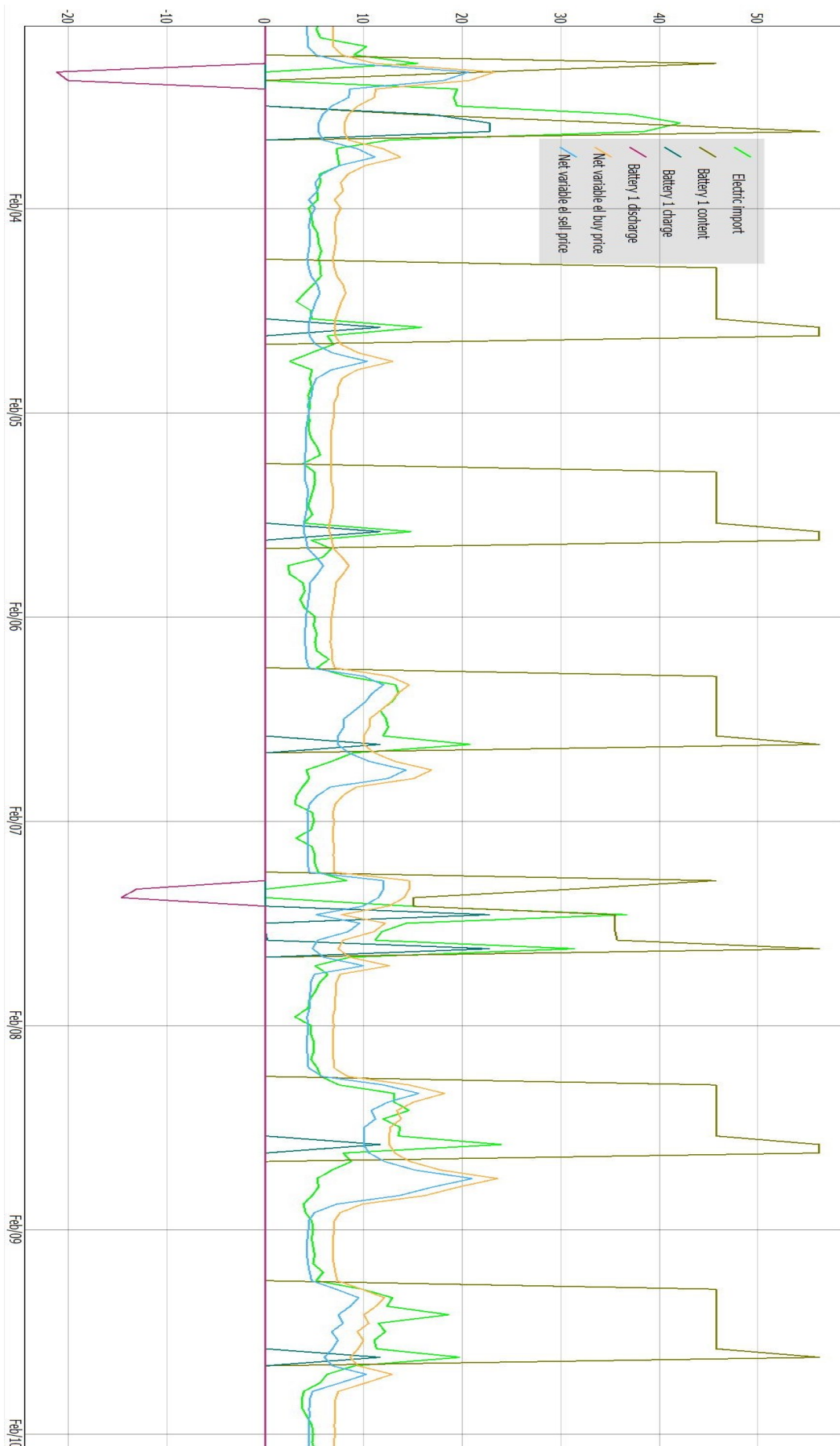
Figur 4.8 viser ladeforløpet til en EV i case 1D-V2H. Den viser også batteriets SOC, kjøpsprisen for elektrisitet (gitt i Eurocent/kWh) og eksport av elektrisitet gjennom uken. Figuren tydeliggjør modellens valg om å lade EV-en mens strømprisen er på det laveste i perioden EV-en er tilgjengelig.

4.3.2 Vinter

Figur 4.9 viser ladeforløpet til en EV i case 1D-V2H fra 03. februar til 10. februar. Dette tidsrommet ble valgt for å presentere en av de sjeldne tilfellene hvor modellen benytter seg av V2H kapabilitetene. Dette skjer kun om vinteren, grunnet betydelig større variasjon i elektrisitetsprisene time for time. Den viser også batteriets SOC, kjøps- og salgsprisen for elektrisitet (gitt i Eurocent/kWh) og eksport av elektrisitet gjennom uken. Figuren tydeliggjør modellens valg om å lade EV-en mens strømprisen er på det laveste i perioden EV-en er tilgjengelig.



FIGUR 4.8: EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] fra 01.07 til 07.07. Elektrisitetsprisen [eurocent/kWh] og elektrisk import [kWh/h] også inkludert. Figuren er rotert.



FIGUR 4.9: EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] fra 03.02 til 10.02. Kjøps- og salgspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import [kWh/h] også inkludert. Figuren er rotert.

4.4 Daglading og kvelds/nattlading

Denne seksjonen undersøker forskjeller i lademønstre ved nattlading sett mot daglading. Case D-V2H (modellstyrt daglading) og case N-V2H (modellstyrt nattlading) brukes til dette formålet. Figur 4.10 og figur 4.11 viser forskjellene på lading om dagen og om kvelden/natten. Figur 4.10 viser resultater fra 1. juni med EV tilgjengelig fra 08:00 til 16:00. PV produserer nok elektrisitet til at overskuddet eksporteres, og EV-batteriet lades også opp med PV-elektrisitet. Figur 4.11 viser samme dato, men med lading tilgjengelig fra 16:00 til 08:00 neste dag. Strømprisen er tilnærmet konstant hele dagen, så modellen lader opp Ev-batteriet med PV-produsert elektrisitet på ettermiddagen og tidlig morgen neste dag. De to figurene fremhever også en fordel med opplading på natt/kveldstid. Etersom bilen er tilgjengelig over en lengre periode, 16 timer i motsetning til dagladingens 8 timer, har modellen en et lenger tidsspenn tilgjengelig. Dette fører til at sjansen for at bilen kan lades opp med en billigere pris øker, og dette fremheves i vinterperioden, hvor strømprisen varierer mye fra time til time.

4.5 Bruk av Vehicle to Grid/Vehicle to Home-funksjoner

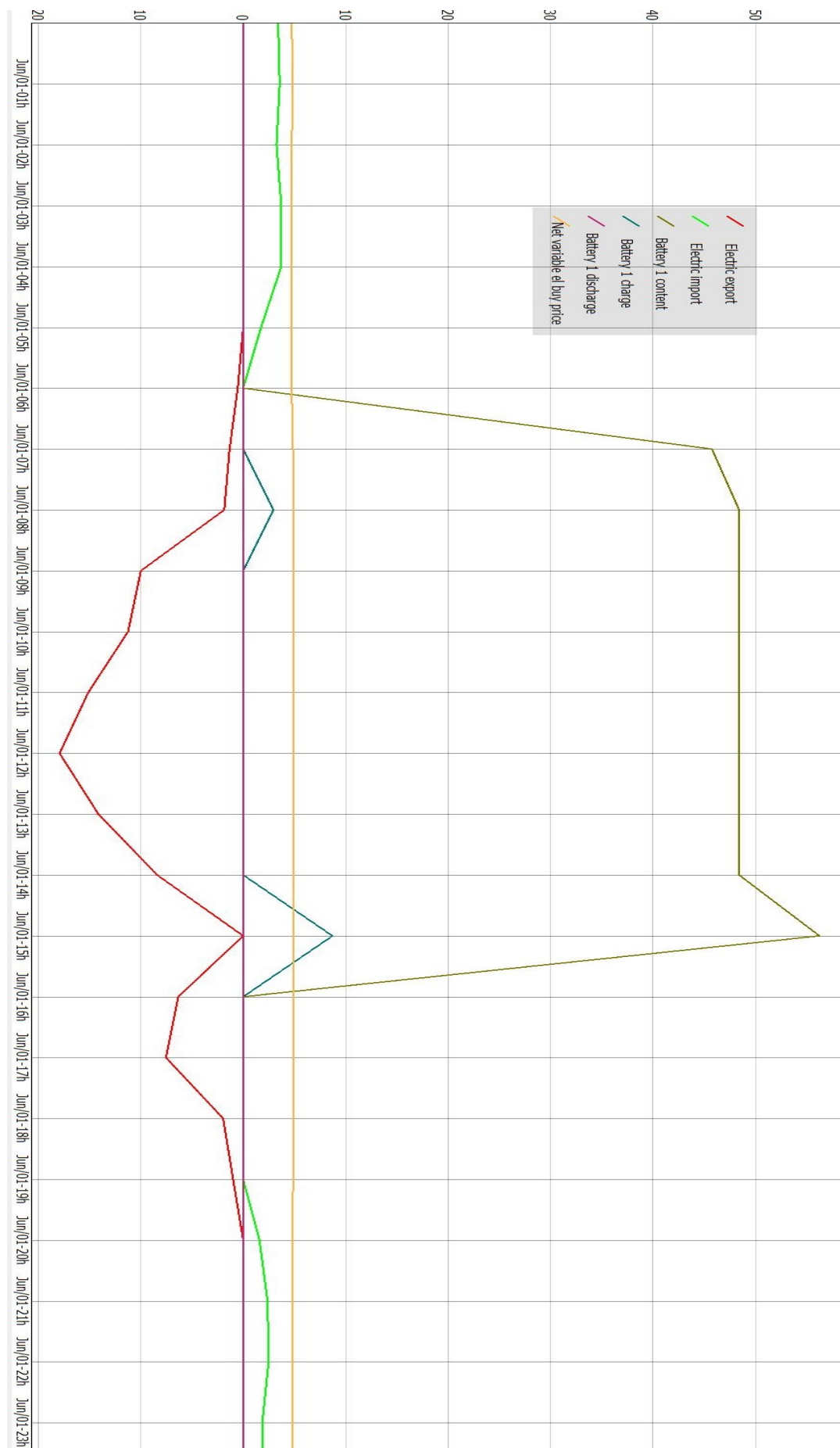
Det er nevnt i kapittel 3 at modellen ikke har noe grunnlag for å bruke energien i EV-batteriene for å hjelpe nettstabiliteten ved f.eks peak shaving eller load leveling, ettersom modellens objektivfunksjon kun er å minimere egne kostnader. Det ble påpekt som mulig at modellen ville utnytte markedets økonomiske incentiver (varianser i el-spotpris) for å indirekte motivere modellen til å utnytte V2G funksjonen. En høy strømpris grunnet høy last på nettet ville kunne føre til at EV-batteriets innhold ble solgt, og motsatt ved lav last. Som resultatene viser, velger modellen sjelden å benytte seg av V2H-funksjonene. Det er noen få tilfeller, stort sett i starten av februar og mot slutten av året, hvor bilene lades ut før de lades opp igjen. Figur 4.9 viser en slik periode.

Analyse av resultatene viser at relativt unike omstendigheter må til for at V2H skal benyttes av modellen. Hvis salgsprisen av strøm nå er høyere enn kjøpsprisen i senere timer vil modellen om mulig selge kraften i bilen eller bilene, for deretter å lade de opp igjen senere, med den da billigere strømmen. Dette er bare mulig hvis kjøretøyet er kontinuerlig tilgjengelig under disse omstendighetene, slik at modellen ikke trenger å ta hensyn til restriksjoner om SOC. Figur 4.9 viser noen slike timer. Dette beskriver situasjonen modellen krever for at V2H skal benyttes. Ligning 4.1 viser denne situasjonen, hvor $t=0$ ved bilens ankomst og t_{end} er bilens avreise.

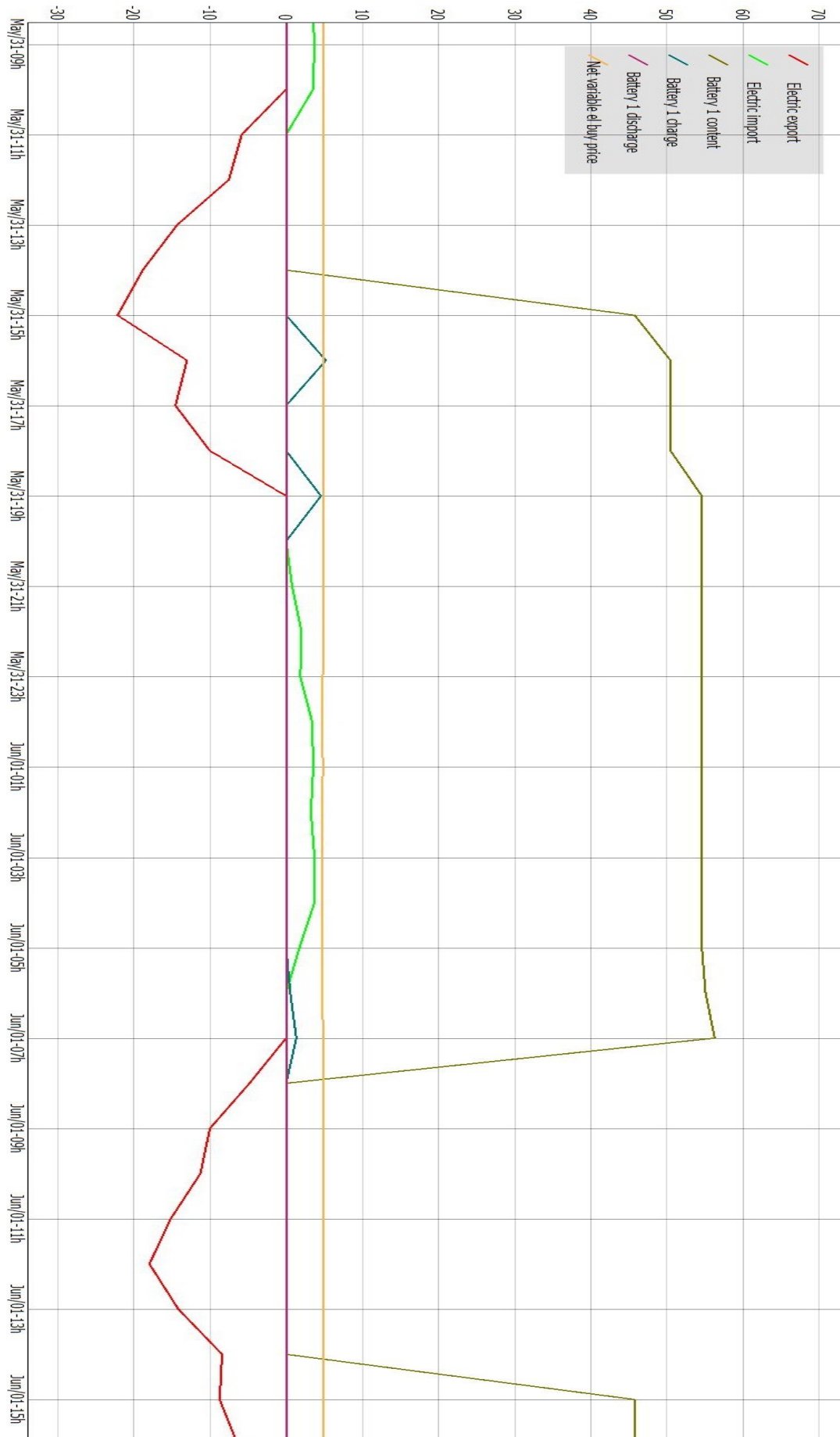
$$\text{Kjøpspris}_{el}(t_1) < 0.81 \cdot \text{Salgspris}_{el}(t_2), \quad 0 \leq t_1, t_2 \leq t_{end} \quad (4.1)$$

Det virker dermed ikke som om kraftprisens naturlige variasjon er nok til at modellen utnytter kapabilitetene til V2H, med svært få unntak.

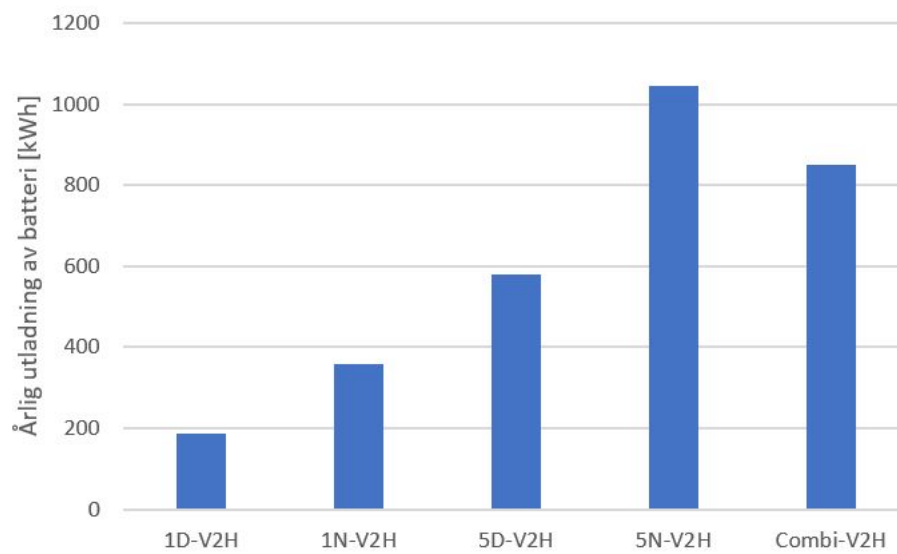
En av begrensingene nevnt i kapittel 2 var slitasje på batteriet ved bruk av V2H. Figur 4.12 viser elektrisk kraft utladet fra EV-ene i hver case. Det kommer tydelig frem fra figuren at effekten hentet ut fra EV-batteriene er en liten brøkdel av total opp- og utlading ved normal kjøring i løpet av et år. Analysen av resultatene viser dermed en ubetydelig slitasje på batteriene, som følge av at V2H funksjonene på generell basis ikke blir brukt.



FIGUR 4.10: EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] 01.06. Case 1D-V2H. Kjøpspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import og eksport [kWh/h] også inkludert.



FIGUR 4.11: EV-ens utlading [kW], opplading [kW] og SOC [kWh] 01.06. Case 1N-V2H. Kjøpspris for elektrisitet [eurocent/kWh] og elektrisk import og eksport [kWh/h] også inkludert.



FIGUR 4.12: Total utladning [kWh] av batteriene over et år for hver case

Kapittel 5

Konklusjon og videre arbeid

Det fremstår som urealistisk å inkludere EV-er i ZEB-rammeverket, selv med smart lading og V2H kapabiliteter. Som nevnt i kapittel 2 er et av de fremste målene ved utviklingen av ZEB å minimere elektrisitetsforbruket. Kostnaden av PV utgjør allerede en stor del av investeringskostnadene, og en minimering av elektrisk forbruk vil være den mest effektive tiltaket for å senke kostnadene. Elektrisitetskravet til oppladingen av EV-ene utgjør en betydelig andel av bygningens totale forbruk, som fører et krav om PV-produksjon som i alle tilfeller vil være begrensende dyrt. Effekten på den totale prisen ved inkluderingen av smart lading og V2H var betydelig mindre enn forventet og utgjorde mellom 0% og 2% forskjeller fra casene med konvensjonell lading. En av de større grunnene til dette er det ekstra effekttapet ved overføring til og fra EV-batteriet, samt den relativt stabile elektrisitetsprisen i Norge. Med en større variasjon i elektrisitetspris ville mest sannsynlig en større forskjell mellom de to lademetodene vist seg. Etersom modellen ikke tar hensyn til nettet, fører også de stabile elektrisitetsprisene til at smart ladingen får en mindre effekt. Økningen i selvforbruk av PV-produsert elektrisitet var allikevel svært positiv, med en endring på nesten 10% økt selvforbruk ved daglading.

En av de største bekymringene presentert i kapittel 2 var degradering EV-batteriene gjennom gjentatte ut- og oppladingssykluser som følge av V2G/V2H. Slik resultatene i kapittel 4 viser er det derimot ytterst få ganger energien i batteriet tømmes for deretter å lades opp igjen. Dette relativt lite antallet sykluser har lite å si totalt på batteriets levetid. Dersom modellen derimot hadde brukt V2H daglig, eller flere ganger i uken, ville slitasjen på batteriet vært et større problem. Det kunne da vært aktuelt å begrense utladingen til for eksempel 20%, for å begrense slitasje på batteriet.

5.1 Videre arbeid

Videre utvikling av modellen er ønskelig. En overgang fra en deterministisk modell til en stokastisk modell ville kunne representert usikkerhetene ved EV-enes antall, ankomstid, SOC og avreise og ført til en mer fleksibel og realistisk modellering av EV-er. En slik modell vil også kunne vise en mer realistisk bruk av smart lading, ettersom temperatur, elektrisitetspriser og andre faktorer vil være ukjent for modellen. En endring av modellens input får å øke bruken av V2H vil også være av interesse. En utkobling av EV-ens elektrisitetsforbruk fra resten av bygningen vil vise et mer realistisk bilde av dens effekten på prisen av en ZEB.

For å bedre modellere V2G vil det være nødvendig å programmere hensyn til nettet inn i modellen, enten ved en sekundær objektfunksjon eller ved en rekke nye restriksjoner.

Tillegg A

Input-verdier og kostnader for teknologier

Energy carrier, E:					
1: EL_import				EL_imp	
2: EL_export				EL_exp	
3: Bio_pellets				BIO_p	
4: Bio_chips				BIO_c	
5: Heat_dh				HEAT_dh	
6: Natural_gas				GAS	
Investment technologies, I:					
1: PV - PV solar panels				PV	
2: ST - Solar thermal collector				ST	
3: HP_ww - Heat pump (water-water)				HP_ww	
4: HP_aw - Heat pump (air-water)				HP_aw	
5: BB_p - Bio boiler (pellets)				BB_p	
6: BB_f - Bio boiler (chips)				BB_c	
7: EB - Electric boiler				EB	
8: DH - District Heating				DH	
9: CHP - Combined Heat and Power				CHP	
10: GB - Gas boiler (natural gas)				GB	
11: S - Hot water storage				S	
12: V2G1 - Vehicle Battery 1				V2G1	
13: V2G2 - Vehicle Battery 2				V2G2	
14: V2G3 - Vehicle Battery 3				V2G3	
15: V2G4 - Vehicle Battery 4				V2G4	
16: V2G5 - Vehicle Battery 5				V2G5	
Intallation cost, spesific	Intallation cost, fixed			Intallation cost, spesific	
1: PV - PV solar panels		EUR		3258	EUR/kW
2: ST - Solar thermal collector	5265	EUR		501	EUR/m2
3: HP_ww - Heat pump (water-water)		EUR		1756	EUR/kW
4: HP_aw - Heat pump (air-water)		EUR		1302	EUR/kW
5: BB_p - Bio boiler (pellets)		EUR		1003	EUR/kW
6: BB_f - Bio boiler (chips)		EUR		1128	EUR/kW
7: EB - Electric boiler		EUR		302	EUR/kW
8: DH - District Heating	7530	EUR		75	EUR/kW
9: CHP - Combined Heat and Power	2000	EUR		6717	EUR/kW
10: GB - Gas boiler (natural gas)	2000	EUR			
11: S - Hot water storage		EUR		188	EUR/kW
12: V2G1 - Vehicle Battery 1				0	
13: V2G2 - Vehicle Battery 2				0	
14: V2G3 - Vehicle Battery 3				0	
15: V2G4 - Vehicle Battery 4				0	
16: V2G5 - Vehicle Battery 5		EUR		0	EUR/kW
Running/Operational costs (exl power cost):					
1: PV - PV solar panels				0,0076	decimal
2: ST - Solar thermal collector				0,0070	decimal
3: HP_ww - Heat pump (water-water)				0,008	decimal
4: HP_aw - Heat pump (air-water)				0,018	decimal
5: BB_p - Bio boiler (pellets)				0,014	decimal
6: BB_f - Bio boiler (chips)				0,022	decimal
7: EB - Electric boiler				0,014	decimal
8: DH - District Heating				0	decimal
9: CHP - Combined Heat and Power				0,030	decimal
10: GB - Gas boiler (natural gas)				0,014	decimal
11: S - Hot water storage				0	decimal
12: V2G1 - Vehicle Battery 1				0	decimal
13: V2G2 - Vehicle Battery 2				0	decimal
14: V2G3 - Vehicle Battery 3				0	decimal
15: V2G4 - Vehicle Battery 4				0	decimal
16: V2G5 - Vehicle Battery 5				0	decimal
Efficiencys technologies					
1: PV - PV solar panels					
2: ST - Solar thermal collector					
3: HP_ww - Heat pump (water-water)					decimal
4: HP_aw - Heat pump (air-water)					
5: BB_p - Bio boiler (pellets)				0,9	decimal
6: BB_f - Bio boiler (chips)				0,85	decimal
7: EB - Electric boiler				0,98	decimal
8: DH - District Heating				1	decimal
9a: CHP - Electricity				0,33	decimal
9b: CHP - Heat				0,52	decimal
10: GB - Gas boiler (natural gas)				0,84	decimal
11: S - Hot water storage				0,99	decimal
12: V2G1 - Vehicle Battery 1				0,9	
13: V2G2 - Vehicle Battery 2				0,9	
14: V2G3 - Vehicle Battery 3				0,9	
15: V2G4 - Vehicle Battery 4				0,9	
16: V2G5 - Vehicle Battery 5				0,9	decimal
Primary energy factors					
Power grid, import (HydroPower)				0,5	kWh_p/kWh_s
Power grid, import	2,5	2,5	2,5	2,5	kWh_p/kWh_s
Power grid, export	2,0	2,5	2,0	2,5	kWh_p/kWh_s
Wood, pellets	1,05	1,05	0,05	0,05	kWh_p/kWh_s
Wood, chips	1,05	1,05	0,05	0,05	kWh_p/kWh_s
Heat, district heatning	0,70	0,70	0,70	0,70	kWh_p/kWh_s
Natural gas	1,05	1,05	1,05	1,05	kWh_p/kWh_s
CO2 factors					
Power grid, import			CO2 a (No)	CO2 b (EN)	
Power grid, export			17	350	CO2-eq. g/kWh_s
Wood, pellets			17	350	CO2-eq. g/kWh_s
Wood, chips			7	7	CO2-eq. g/kWh_s
Heat, district heatning			4	14	CO2-eq. g/kWh_s
Natural gas			40	40	CO2-eq. g/kWh_s
			210	210	CO2-eq. g/kWh_s
Fixed energy costs:					
Grid:					
Fixed monthly max load charge summer, GRPPCH_s			3,01	EUR/kWmax, month	

Bibliografi

- Ånestad, Astrid (2014). «Net electricity load profiles of Zero Emission buildings: A Cost Optimization Investment Model for Investigating Zero Balances, Operational Strategies and Grid Restrictions». I: 200. URL: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/258104>.
- Apostolaki-Iosifidou, Elpiniki, Willett Kempton og Paul Codani (2018). «Reply to Shirazi and Sachs comments on “Measurement of Power Loss During Electric Vehicle Charging and Discharging”». I: *Energy* 142, s. 1142–1143. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.10.080. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544217317851>.
- Horne, Hallgeir, Magnus Buvik og Jarand Hole (2019). *Smarte ladesystemer og Vehicle-to-Grid*. Tekn. rapp. NVE, s. 3. URL: <https://easyelectriclife.groupe.renault.com/en/outlook/cities-planning/renault->.
- Kempton, Willett og Steven E. Letendre (1997). «Electric vehicles as a new power source for electric utilities». I: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 2.3, s. 157–175. ISSN: 1361-9209. DOI: 10.1016/S1361-9209(97)00001-1. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920997000011>.
- Kensy, Lindsey (2019). *AAA ELECTRIC VEHICLE RANGE TESTING*. Tekn. rapp. URL: <https://www.aaa.com/AAA/common/AAR/files/AAA-Electric-Vehicle-Range-Testing-Report.pdf>.
- Linge, Ulrikke og John Lauring Pedersen (2018). *Nordic EV Barometer 2018*. Tekn. rapp. Norwegian EV Association. URL: https://www.tu.no/filer/EVENT/Nordic_EV_Summit_2018/Nordic_EV_Barometer_2018_final.pdf.
- Liu, Chunhua mfl. (2013). «Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies». I: *Proceedings of the IEEE* 101.11, s. 2409–2427. DOI: 10.1109/JPROC.2013.2271951. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6571224/>.
- Mamo Fufa, Selamawit mfl. (2016). *A Norwegian ZEB Definition Guideline SINTEF Bokhandel*. Tekn. rapp. Sintef, s. 48. URL: <https://www.sintefbok.no/book/index/1092>.
- McLennan, Steve. *Nissan LEAF to help stabilize German electricity grid*. URL: <https://global.nissannews.com/ja-JP/releases/release-860852d7040eed420ffbaebb222d14fb-nissan-leaf-to-help-stabilize-german-electricity-grid?source=nng>.
- Saldaña, Gaizka mfl. (2019). «Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery Degradation». I: *Energies* 12.12, s. 2443. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en12122443. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/12/2443>.
- Shirazi, Yosef A. og David L. Sachs (2018). «Comments on “Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging” – Notable findings for V2G economics». I: *Energy* 142, s. 1139–1141. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.10.081. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544217317863>.

- SSB. *Kjørelengder - SSB*. URL: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg>.
- Tuttle, David P. mfl. (2013). «Plug-In Vehicle to Home (V2H) duration and power output capability». I: *2013 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*. IEEE, s. 1–7. ISBN: 978-1-4799-0148-7. DOI: 10.1109/ITEC.2013.6574527. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6574527/>.
- Valle, Marius (2019). *V2G OG V2H : Bygger Norges første toveislader: Snart kan du bruke elbilen til å forsyne huset med strøm - Tu.no*. URL: <https://www.tu.no/artikler/norges-forste-toveislader-kan-settes-i-drift-i-ar/468907>.

