

Solceller som energikilde til tunnelbelysning

Et pilotanlegg

Jørgen Tengelsen Wanvik

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Ole-Morten Midtgård, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavetekst

Studenten skal i samarbeid med Statens vegvesens (SVV), under deres etatprogram *Lavere energiforbruk i Statens vegvesen (LEIV)*, planlegge og etablere et pilotanlegg med solceller. Solcellene skal plasseres i nærheten av en til nå ubelyst tunnel hvorpå energien produsert skal brukes til belysning av denne tunnelen. Kriteriet for valg av tunnel er først og fremst at tunnelens beliggenhet skal være utenfor rekkevidde av eksisterende energitilførsel. Dette for å øke nytten av solceller som energikilde. Hensikten med oppgaven er å utvide bruksområdene til solceller i samferdselsøyemed. Likevel må anlegget først og fremst levere etter standarder og krav til tunnelbelysning, da økt trafiksikkerhet er en prioritet. Videre mål med oppgaven er å høste erfaring med solcelle-energi. Det forventes at solceller vil ha en større rolle i energisektoren i fremtiden, og da spesielt i avsidesliggende strøk. Det er også et uttalt mål for Statens Vegvesen å senke energiforbruket både av miljømessige og økonomiske grunner. For å få til en best mulig grad av lønnsomhet skal også andre teknologier som vil hjelpe til å redusere energibehovet til valgte tunnel vurderes. Herunder kjøretøystyrt belysning, LED-belysning og lignende.

Studenten skal utforme, prosjektere og føre tilsyn med byggingen av anlegget, mens Statens vegvesen skal bygge anlegget. Statens vegvesen skal også dekke kostnadene for pilotanlegget, samt installere lysarmaturer og annet nødvendig utstyr til belysning. Til solcelleanlegget (inkludert energilagring, lysregulering og annet utstyr som tilhører den eksperimentelle delen av prosjektet) har LEIV foreløpig satt av kr 400 000. Lysarmaturer og opplegg til strøm til disse dekkes av den aktuelle regionale avdelingen av SVV.

Studenten skal utføre følgende:

- Komme frem til en hensiktsmessig størrelse og utførelse av solcelleanlegget.
- Beregne behovet for energilagring, og undersøke hvordan dette kan minimeres.
- Se på tiltak som kan redusere energibehovet, og dermed redusere størrelsen på solcelleanlegget. Økonomiske hensyn legges til grunn.
- Måle og dokumentere virkningen av anlegget.
- Beregne økonomiske konsekvenser av å bruke solceller i stedet for å legge strømførende kabel.

- Presentere og synliggjøre erfaringer som SVV vil kunne dra nytte av.
- Legge til rette for videre innsamling av data, og videreføring av prosjektet etter ferdigstilling av masteroppgave. Fremtidige oppgaver for en fortsettelse av prosjektet skal foreslås.

Delmål for oppgaven hvis tid tillater det:

- Evaluere andre tiltak som kan gjøre mørke tunneler mer trafikksikre. Det er ønskelig å prøve ut for eksempel ledelys eller lignende. Gjerne i forbindelse med nærliggende tunneler som også kan drives av solcelleenergi.
- Analysere hvordan anlegget fungerer i forhold til planene. Se på hvor hensiktsmessig et slikt anlegg er i forhold til konvensjonelle energiløsninger (kraftlinjer).
- Utforske andre mulige bruksområder for solcelleenergi i forbindelse med veibyggning og drift av veianlegg.

Sammendrag

Masterstudenten har i samarbeid med Statens Vegvesen ved Vegdirektoratet planlagt og prosjektert et netttfrakoblet solcelleanlegg som skal forsyne en tunnel med energi. Hensikten med en slikt pilotanlegg er å danne og samle erfaringer med solceller og solcelleanlegg under norske forhold.

Det blir brukt mye ressurser på forskning på solceller på verdensbasis, noe som resulterer i en voldsom reduksjon i pris. Når prisen i løpet av noen år vil gjøre solceller konkurransedyktige også i Norge vil det være en stor fordel å ha både erfaring og kompetanse innen utforming, installering og vedlikehold av solceller.

Tunnelen er 133 meter lang og ligger i Kjøladal i Hjelmeland kommune. Denne oppgaven beskriver hvordan man planlegger og dimensjonerer et solcelleanlegg med tilhørende energilager. Kjøladalstunnelen vil også være en forsøksbase for nyvinninger i alternativ energibesparende veibelysning. Løsninger for å redusere energibehovet er sentralt for å danne et komplett system som på best økonomisk måte hever trafiksikkerheten til ønsket nivå.

Anlegget vil bestå av et energiforsyningsanlegg med 13,2 kWp solceller. Modulene vil dekke et areal på 76,5 m², og vil være blant de større anleggene i Norge. Solcellene vil levere 4502 kWh med elektrisitet til tunnelens lysarmaturer via en batteripakke. Prosjektet vil vise at det kan være økonomisk lønnsomt med solceller i Norge. Likevel vil det være behov for å supplere solcellene om vinteren når solforholdene er dårlige. Da vil en generator med miljøvennlig biodrivstoff hjelpe til å fylle batteriene. Generatoren vil bidra med omtrent 794 kWh, ca. 15 % av behovet.

For å illustrere hvor viktig de forskjellige geografiske, elektrotekniske og topografiske forholdene er for utformingen av anlegget er det sammenlignet fiktive variasjoner av anlegget. Dette gjør oppgaven relevant for alle som er interessert i bruk av solceller i Norge, enten man har akademisk eller kommersiell interesse.

Abstract

The master student has, in cooperation with the Norwegian Public Roads Administration, designed and planned an off-grid solar plant which will supply a road tunnel with energy. The goal of this pilot project is to gain and collect experience with solar panels and solar plants in the Norwegian climate.

Photovoltaic research is advancing the field of solar energy, resulting in a steady decline in prices. The declining costs will, within a few years, make solar energy affordable, even in Norway. Upon reaching this point, it is a major advantage to have some experience and knowledge about designing, installing and maintaining solar plants.

The tunnel in question is 133 meters long and is located at Kjøladal in Hjelmeland. This report details the planning and sizing of the photovoltaic system, including the mandatory energy storage. The tunnel will also be a base for research and testing of several innovative lighting solutions. Ways of reducing the energy need is key to forming a complete, economically viable, autonomous energy system.

The plant will consist of the energy producing solar array with a total installed power of 13.2 kWp. The modules will cover an area of 76.5 m², and will be amongst the largest stand-alone solar plants in Norway. The photovoltaic panels will produce 4502 kWh of electricity to the tunnels light fixtures via the battery package. This project will show that it can be economical with solar in Norway. Still, there will be a need for some supplementary energy during the winter, when the sun disappears below the mountainous horizon. In this period, a generator run on environmentally friendly biofuel will help fill the batteries. The generator will contribute with approximately 794 kWh, about 15% of the total energy need.

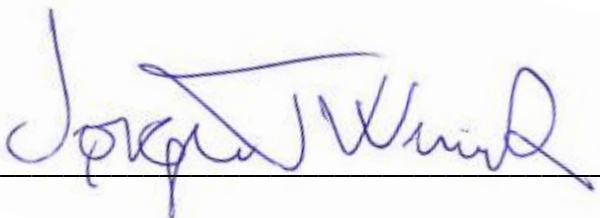
Several different hypothetical plants are compared to illustrate how important the various geographical, electro technical and topological conditions are for the design and sizing of this PV plant. This makes this report relevant for everyone interested in the use of solar technology in Norway. Either by academic or commercial interest.

Forord

Denne oppgaven er basert på et prosjekt utført i samarbeid med Statens vegvesen og Vegdirektoratet. Vegdirektoratet gikk med på å lage et helt nytt prosjekt for akkurat denne masteroppgaven. Prosjektet går under etatsprogrammet LEIV (lavere energiforbruk i Statens vegvesen), som har som mål å redusere energiforbruket i Statens vegvesen med bakgrunn i miljø og økonomi. Vegdirektoratet tok umiddelbart prosjektet seriøst, og viste en enorm vilje til å støtte min deltagelse i deres virksomhet. Prosjektet ble med en gang sett på som et viktig prosjekt, også for etaten. Dette var en viktig inspirasjon til forfatteren for å få et best mulig resultat for all parter. Mine kontakter i Vegdirektoratet har gått langt ut over sine plikter i forhold til hva som på forhånd ble avtalt. Blant annet har prosjektet fått interesse utenfor prosjektgruppen hvorpå bedriftens veileder har lagt til rette for at forfatteren har fått prøve seg på promotering og formidling av noe av innholdet i oppgaven. Jeg vil derfor rette en takk til programleder i LEIV, min eksterne veileder, Bob Hamel. Vegdirektoratet ved Hamel har stilt sin tid, sitt utstyr og sine lokaler til disposisjon. Jeg vil også takke min far, Per Ole Wanvik, som har vært med i prosjektgruppen, og lagt ned svært mye arbeid for at vi skulle få gjennomført prosjektet.

Jeg vil også rette en stor takk til min veileder ved fakultetet, Ole-Morten Midtgård, som har vært min akademiske støtte gjennom prosjektet. Midtgård har vært viktig for at den praktiske gjennomføringen av prosjektet ikke skulle overskygge det akademiske innholdet en masteroppgave skal bestå av. Han skal derfor ha mye av æren for oppgavens akademiske tyngde. Denne veiledningen har hjulpet meg til å kunne se prosjektet i et større lys og at jeg dermed har kunnet presentert prosjektet på en slik måte at det vil ha relevans for langt flere enn de som har direkte interesse av akkurat dette solcelleanlegget.

Trondheim, 12. juni 2014



Jørgen Tengelsen Wanvik

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Disposisjon	1
2	Tunnelbelysning.....	3
2.1	Krav til tunnelbelysning.....	4
2.2	LED lys.....	6
2.3	Kjøretøysstyrt belysning.....	7
2.4	Dimming	8
2.5	Lysbånd.....	9
2.6	Ledelys.....	10
2.7	Tilbud fra leverandører	10
3	Energiforsyningsteknologier	13
3.1	Solceller	13
3.1.1	Utformingshensyn.....	14
3.1.2	Målinger	20
3.2	Energilagring.....	22
3.2.1	Batterier	23
3.3	Generatorer.....	24
3.3.1	Biodiesel.....	25
3.3.2	Bioetanol.....	26
3.3.3	Biogass	27
4	Lokasjon	29
4.1	Lokasjonsalternativer	29
4.1.1	Høydalstunnelen	29
4.1.2	Omnestunnelen	32
4.1.3	Kjøladalstunnelen	35
4.1.4	Valgt lokasjon.....	37
4.2	Økonomiske konsekvenser av å velge solceller	38

5	Utforming av anlegget	41
5.1	Energibehov	42
5.2	Lastmønster.....	43
5.3	Simulering.....	46
5.3.1	Kalkulering av horisont	47
5.3.2	Albedo	49
5.3.3	Solinnstråling	52
5.3.4	Spesifikke tap	54
5.4	Kostnadsoptimering	55
5.5	Solceller	58
5.6	Energilagring og generator.....	58
5.7	Konvertering og styring av energiforsyningen.....	60
6	Installasjon	65
6.1	Plassering og montering.....	65
6.1.1	Solcellene	65
6.1.2	Energilager og tekniske komponenter.....	66
6.2	Driftssikkerhet	68
6.2.1	Solceller.....	68
6.2.2	Snøproblemer	71
6.2.3	Energilager, omformer og generator.....	73
6.3	Sikring mot tyveri og hærverk.....	74
7	Resultater, erfaringer og videre arbeid	77
7.1	Simuleringer	77
7.1.1	Kjøladalstunnelen	77
7.1.2	Lang tunnel	82
7.1.3	Geografisk posisjon.....	85
7.1.4	Horisont	86
7.1.5	Variasjoner i ÅDT.....	87
7.2	Spesielt viktige erfaringer	88

7.3	Videre arbeid	89
8	Konklusjon og diskusjon.....	91
8.1	Diskusjon	91
8.2	Konklusjon	92

Figurer og tabeller

Figur 1. Håndbok V124 Teknisk planlegging av veg- og gatebelysnings definisjon av sonene i tunneler [1].	3
Figur 2. Kurve for reduksjon i luminans for dagslysnivå [1].	5
Figur 3. TLED 1F AS LED motlysarmatur fra Multilux.	7
Figur 4. Et fotografi av Kjøladalstunnelen manipulert for å illustrere effekten av ledelys.	10
Figur 5. Kumulativ installert kapasitet på verdensbasis [5].	14
Figur 6. Forskjellige scenarier for skygge som diodene må håndtere. Scenario (b) er typisk for delvis snødekte moduler. (c) vil være typisk for skygge fra bygninger eller trær.	15
Figur 7. Solas bane relativ til jordas akse [6].	16
Figur 8. Optimal vinkel med sesongvariasjoner.	17
Figur 9. I-V kurve for solceller. De grønne strekene viser strømmen som en funksjon av spenningen. Den røde streken viser spenningen ved MPP.	18
Figur 10. Oppbyggingen av et solcelleanlegg. Celler, moduler/paneler og system [46].	20
Figur 11. Et pyranometer [62].	21
Figur 12. Levetid som en funksjon av DOD og temperatur [14].	23
Figur 13. Kart over området rundt Høydalstunnelen.	30
Figur 14. Horisontdiagram for Høydalstunnelen.	31
Figur 15. Meteororm data for solinnstråling ved Høydalstunnelen.	32
Figur 16. Tenkt plassering av solcelleanlegg ved Omnestunnelen (rød pil). Anlegget ligger vest for tunnelen.	33
Figur 17 Horisonten til et anlegg ved Omnestunnelen.	34
Figur 18. Meteororm data for solinnstråling ved Høydalstunnelen.	34
Figur 19. Kart over området rundt Kjøladalstunnelen. Posisjonen til solcellene er markert med en rød pil.	35
Figur 20. Diagram for horisonten i Kjøladal.	36
Figur 21. Solinnstråling for anlegget ved Kjøladalstunnelen. Skjermdump PVsyst.	37
Figur 22. Modell av anlegget til Kjøladalstunnelen.	38
Figur 23. Kostnadsfordeling for et nettilkoblet boliganlegg i USA [27].	39
Figur 24. Beregningen av horisont ved hjelp av statens kartverks nettjeneste [32].	48
Figur 25. Horisonten plottet i PVsyst.	49
Figur 26. Valgt albedo for simuleringen av Kjøladalstunnelen. Skjermdump fra PVsyst v6.2.	51
Figur 27. Albedoen for det fiktive scenarioet i Grimstad. Skjermdump PVsyst v6.2.	51
Figur 28. Solinnstrålingsdata for Kjøladalstunnelen for henholdsvis Meteororm (til venstre) og NASA-SSE (til høyre). Skjermdump av PVsyst.	53
Figur 29. Andel energi levert av solcellene som en funksjon av investeringskostnader (komplett system). Resten av energibehovet dekkes av dieselaggregat med biodrivstoff.	57
Figur 30. Ladenivå i batteripakken til Kjøladalstunnelen.	59
Figur 31. Kablingsskjema for noen av komponentene til et AC system. Skjermdump fra PVsyst.	61
Figur 32. Et panel med fire vekselrettere, en router, avleser for batterier og overspenningsvern [40].	62
Figur 33. En stand alone styringsenhet for generatorer og en biogass generator med elektrisk start-funksjon [42].	63
Figur 34. Flaten med solceller sett fra siden (øst).	65
Figur 35. Festestativ til solcellemodulene [43].	66
Figur 36. Skap til batterier. Bilde hentet fra [45].	67
Figur 37. Oppbyggingen av en solcellemodul [46].	68

Figur 38. Skader som kan oppstå på modulene [47]. Til venstre en smeltet kobling og til høyre en modul med brennmerker etter lokal varmeutvikling.	69
Figur 39. Histogram for gjennomsnittlig og median degradasjons rate [51].	70
Figur 40. Garantien til Astronergy CHSM6612P moduler [53].	71
Figur 41. Værstatistikk for Hjelmeland juni 2013 – mai 2014 [55].	72
Figur 42. Eksempel på temperaturbestemt belastningsreduksjon [58].	74
Figur 43. Solar-Guard elektronisk varslingsystem produsert av GridLock Solar Security [60]. Spesifikasjonene vises til høyre.	75
Figur 44. SmartWater påføres produkter av verdi [61].	76
Figur 45. Bryce Fasteners Key-Rex er et eksempel på tyverisikre bolter [62].	76
Figur 46. Produksjonen til solcellene, inkludert tap og ubrukt energi.	79
Figur 47. Tap i energiforsyningssystemet.	80
Figur 48. Daglig energi produsert av solcellene.	81
Figur 49. Tverrsnittet av den fiktive tunnelen i Kjøladal.	82
Figur 50. Gjennomsnittlig årlig solinnstråling for global horisont for Europa [38].	85

Tabell 1. Avstand for målepunkt for adaptjonsluminans og lengde på innkjøringszone [1].	4
Tabell 2. Luminanskrav for forskjellige soner. Delvis angitt som prosent, og delvis som fast cd/m ² for hver hastighet [1].	5
Tabell 3. Leverandørens tilbud på tunnelbelysning og kjøretøystyring.	11
Tabell 4. Blakningspunkt og flytepunkt for forskjellige B100 drivstoff [17].	26
Tabell 5. Kjemisk komposisjon av forskjellige biogasser [24].	27
Tabell 6. Måledata for døgntrafikk fordelt på sesong.	44
Tabell 7. Måledata for døgntrafikk fordelt på ukedager.	44
Tabell 8. Måledata døgntrafikk.	44
Tabell 9. Vinkelen til horisonten ved Kjøladalstunnelen.	47
Tabell 10. Albedo for forskjellig overflater [33] [34].	50
Tabell 11. Solinnstrålingsdata for Kjøladalstunnelen beregnet av JRC-PVGIS [38].	54
Tabell 12. Forskjellige dimensjoner på anlegget ved varierende dekningsgrad av solenergi.	56
Tabell 13. Meldegrense for noen brennbare stoffer [39].	60
Tabell 14. Det simulerte energibudsjettet til Kjøladalstunnelen.	78
Tabell 15. Lastmønsteret og det trafikkavhengige energibehovet til tunnelen.	83
Tabell 16. Energibudsjettet for en 600 m lang tunnel i Kjøladal.	84
Tabell 17. Energibudsjettet til Kjøladalstunnelen i tilfelle fri horisont.	87
Tabell 18. Energibehov for dobbel ÅDT.	87
Tabell 19. En sammenligning av resultatene av simuleringsvariantene.	89

1 Innledning

Denne oppgaven inneholder en detaljert beskrivelse av teori og erfaringer assosiert med utforming og dimensjonering av frittstående solcelleanlegg. I tillegg til teorien bak dimensjoneringen er det også beskrevet løsningen på en rekke praktiske utfordringer.

Prosjektet, og rammene rundt prosjektet ble utarbeidet i samarbeid med Statens Vegvesen. Forfatteren av oppgaven er engasjert i miljø og fornybar energi. Det var derfor enkelt å takke ja til å jobbe med dette temaet på en praktisk måte. Norge er i ferd med å komme i samme situasjon som de mellom- og sør-europeiske landene opplevde for et par tiår siden. Solceller er på randen av å bli en økonomisk attraktiv energikilde, men det er svært lite lokal kunnskap og erfaring. Vegring for å starte opp nye prosjekter er derfor merkbar. Motivasjonen for prosjektet er derfor å kunne demonstrere at solceller allerede har et bruksområde med god økonomisk lønnsomhet. Prosjektet bygger også erfaringer, og vil videreføres av Vegdirektoratet slik at kompetansen beholdes.

Den opprinnelige planen i prosjektet var å ferdigstille anlegget før avslutningen på masteroppgaven. Dette ville gitt muligheten til å gjøre noen foreløpige målinger for å se om anlegget leverte som planlagt. På grunn av forsinkelser i prosjekteringsfasen ble det ikke mulig å gjennomføre installasjonen før oppgaven avsluttes, og denne oppgaven blir dermed en gjennomgang av den planleggingsfasen av prosjektet. Installasjonen av belysning er per oppgavens avslutning i gang, mens byggingen av solcelleanlegget vil starte opp i løpet av høsten 2014.

På grunn av dette vil den økonomiske analyseringen i oppgaven være overfladisk. Kostnadene beregnet i oppgaven er kun omtrentlige og basert på tidligere erfaringer. De overfladiske beregningene danner likevel et bilde av hvor økonomisk gunstig et slikt anlegg kan være.

1.1 Disposisjon

I denne oppgaven kan leseren i kapittel 2 vente seg en enkel innføring i tunnelbelysning og belysningsteknikker som er relevant for denne oppgaven og prosjektet. Spesielt viktige aspekter ved belysningen som avgjør energibehovet til tunneler er beskrevet slik at det er lettere å forstå valgene som er tatt i dimensjoneringen av solcelleanlegget. Teoridelen av oppgaven videreføres i kapittel 3 med en innføring i solcelleteknologi. Dette kapittelet inneholder også en

gjennomgang av de viktigste aspektene og hensynene man må ta når man utformer et solcelleanlegg.

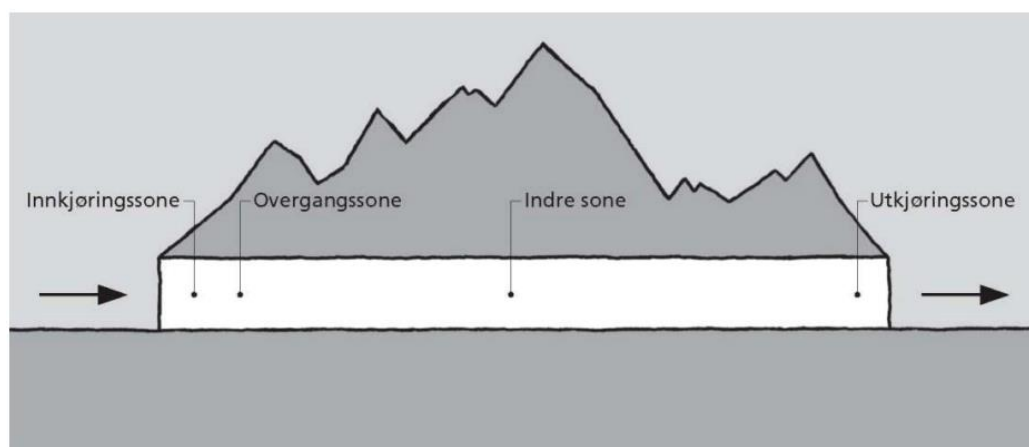
Kapittel 4 og 5 beskriver detaljene rundt metoden som er brukt for å komme frem til resultatene. Kapittel 4 viser prosessen rundt valget av lokasjon og tunnel. Solforholdene er beskrevet for å kunne ta en beslutning om hvor det vil være økonomisk gunstig å bygge et solcelleanlegg. Kapittel 5 forklarer omstendighetene rundt alle beslutningene som er tatt når anlegget utformes. En rekke mer eller mindre viktige kriterier bestemmer hvordan sluttresultatet blir. Dette kapitlet inneholder også en beskrivelse av hvordan parameterne i simuleringene ble bestemt.

Kapittel 6 og 7 viser resultatene av alle valgene som er tatt. Kapittel 6 beskriver de praktiske omstendighetene rundt installasjon, plassering og vedlikehold av solcelleanlegget. Driftssikkerheten og forventet levetid for de forskjellige komponentene vil også bli belyst. Kapittel 7 viser resultatene av simuleringer, et sammendrag av de viktigste erfaringene, og forslag til videre arbeid i prosjektet og i forskningssammenheng.

Kapittel 8 avslutter rapporten med en diskusjon av resultatene og oppgavens konklusjon.

2 Tunnelbelysning

Hensikten med tunnelbelysning er at trafikanter skal kunne ferdes gjennom tunnelen uten at begrenset sikt svekker sikkerheten. Dette er viktig i både korte og lange tunneler. Belysningen deles inn i fem soner. Tilkjøringssone, innkjøringssone, overgangssone, indre sone og utkjøringssone. Belysningen deles inn slik på grunn av øyets virkemåte. Øyet trenger tid for å tilpasse seg varierende lysnivåer. Det er derfor hensiktsmessig å ha en sakte og gradvis overgang fra lyst til mørkt og mørkt til lyst. Dette er hovedprinsippet i god tunnelbelysning.



Figur 1. Håndbok V124 Teknisk planlegging av veg- og gatebelysnings definisjon av sonene i tunneler [1].

I tilkjøringssonen gjør man tiltak for å redusere luminansen. Dette kan være ved å legge tunnelåpningen mot mørk bakgrunn, som for eksempel et fjell, eller å plante trær som hindrer motlys. Flater som opptrer i synsfeltet burde i denne sonen være mørke. Innkjøringssonen og utkjøringssonen skal ha tunnelens høyeste luminansnivå. Luminansnivået må være så høyt at det er mulig å se tunnelforløpet samt eventuelle hindringer i tunnelåpningen. Overgangssonen lyssettes slik at luminansnivået senkes gradvis frem mot den indre sonen. Lengden på overgangssonen bestemmes av hastigheten i hver enkelt tunnel. Den indre sonen betegner den mørkeste delen av tunnel, hvor øyet er tilpasset et lavere luminansnivå. Her kan lysnivået være en brøkdel av det som kreves i innkjøringssonen.

Dette prosjektet tar for seg de korteste tunnelene, hvor sonene blir så korte at man gjerne kutter de innerste sonene. Normalt vil innkjøringssonen, overgangssonen og utkjøringssonen til sammen være lengre enn tunnelene omtalt i denne oppgaven. Det betyr i realiteten at det bare vil være ett luminansnivå tilsvarende innkjøringssonen i hele tunnelen.

Det er foreslått en omrokking av disse sonene som et forsøk i Kjøladalstunnelen. På grunn av den korte lengden til tunnelen kan det være hensiktsmessig å bruke et lysbånd i tunnelens midtsone istedenfor i innkjøringssonen. Dette vil bli forklart nærmere i avsnitt 2.5.

2.1 Krav til tunnelbelysning

Kravene til tunnelbelysning er fastsatt i Statens Vegvesens håndbøker *V124 Veg- og tunnelbelysning* og *N500 Vegtunneler*. Grunnregelen er at tunneler med lengde over 100 m skal ha belysning. For tunneler med gang- og sykkeltrafikk gjelder kravet for lengde over 25 m. Videre følger det føringer for hvor mye lys tunneler med forskjellig lengde, årsdøgntrafikk (ÅDT) og hastighet skal ha.

Kravet for lengde på innkjøringssonen er gitt av Tabell 1. Tabellen viser også avstanden fra tunnelåpningen til målepunktet for adaptjonsluminansen.

Tabell 1. Avstand for målepunkt for adaptjonsluminans og lengde på innkjøringssone [1].

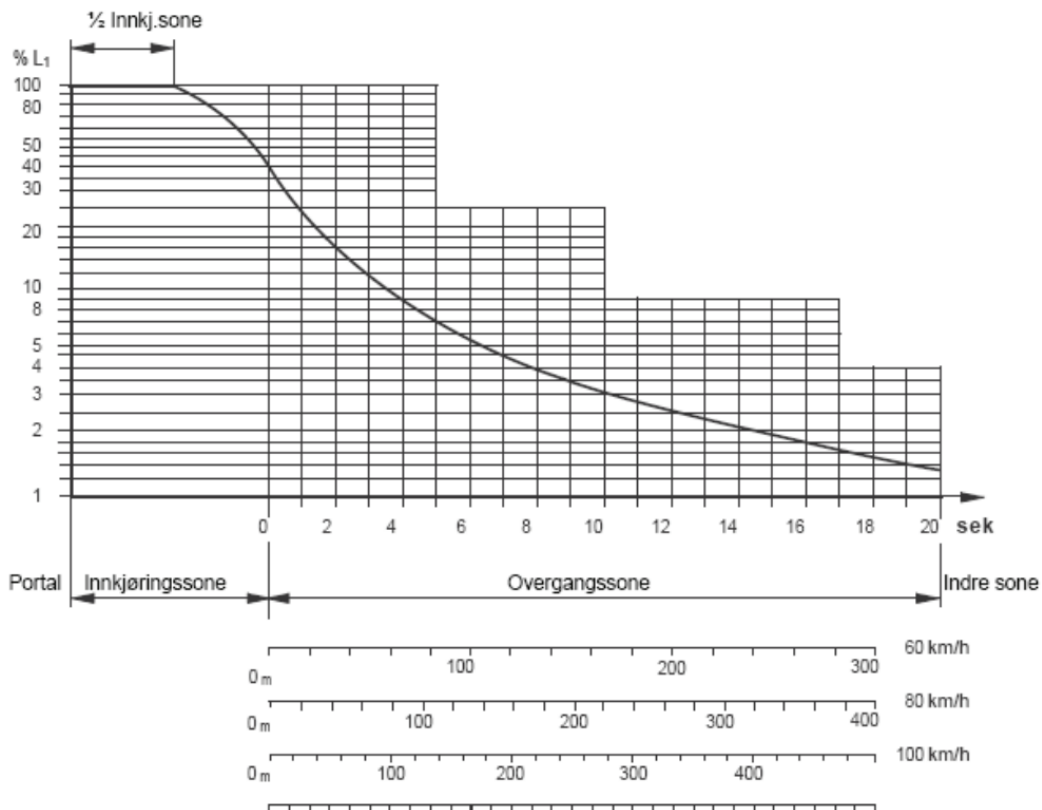
Fartsgrense (km/t)	Avstand (m)
50	45
60	60
70	80
80	100
90	130
100	160

Adaptjonsluminansen bestemmer dimensjonerende luminansverdier for tunnelens innkjøringssone og indre sone gitt av Tabell 2. Minstekravet til tunneler med gang- og sykkeltrafikk er 1 cd/m².

Tabell 2. Luminanskrav for forskjellige soner. Delvis angitt som prosent, og delvis som fast cd/m² for hver hastighet [1].

ÅDT (10)		<2500	2500 – 4000		4000 – 8000		>8000
Sone	Hastighet	-	50 km/t	80 km/t	50 km/t	80 km/t	-
Innkjøringssonens først halvdel		50 cd/m ²	1,5 %	3,0 %	2,5 %	5,0 %	5,0 %
Indre sone dag		0,5 cd/m ²	2 cd/m ²	2 cd/m ²	2 cd/m ²	2 cd/m ²	4 cd/m ²
Indre sone natt		0,5 cd/m ²	1 cd/m ²	1 cd/m ²	1 cd/m ²	1 cd/m ²	2 cd/m ²

I følge kravene kan luminansen i innkjøringssonen reduseres fra 100 % til 40 % i siste halvdel av sonen. Overgangssonen reduserer deretter luminansen gradvis ned til den indre sonens luminansnivå (kan avsluttes der indre sonens luminansnivå er tre ganger så høyt som i indre sone). Minimums lengde på overgangssone ved forskjellige hastigheter er gitt ved kurven i Figur 2.



Figur 2. Kurve for reduksjon i luminans for dagslysnivå [1].

Normalen *N500 Vegtunneler* [2] angir krav til total luminansjevnhet og langsgående luminansjevnhet:

$$U_o = \frac{L_{min}}{L_{mid}} \geq 0,4$$

og

$$U_1 = \frac{L_{min}}{L_{max}} \geq 0,6$$

2.2 LED lys

Lysdioder, ofte referert til som LED lys, er halvleder-dioder som gir fra seg lys når det passerer strøm gjennom den. Fenomenet kalles elektroluminescens. Lyset fra diodene er nesten monokromatisk, som vil si med en bestemt bølgelengde. LED lys gir derfor lys av en bestemt farge avhengig av hvilket halvledermateriale som brukes. Elektronhullparene i halvlederen re-kombineres over P-N-overgangen og ved bruk av spesielle krystaller avgis det fotoner.

Fordelene med lysdioder er mange. Hovedattraksjonene til lysdioder er et relativt sett lavt energiforbruk samt lang levetid. Dette gjør teknologien miljøvennlig, noe som er viktig for ENØK-programmene til vegmyndighetene. Det er likevel diodenes responstid som er viktig for dette prosjektet. Ved bruk av kjøretøysstyrt belysning, beskrevet i avsnitt 2.3, er det essensielt at lysarmaturene kan skrus av og på umiddelbart. Det er også viktig for prosjektet at armaturene kan dimmes for å senke energibehovet på natten. Diodene har en tilnærmet like god virkningsgrad ved 50% effekt som ved 100% på grunn av at kurven for lysutbytte er lineær. Dette stemmer sjeldent for andre lyskilder. Alternativet for disse er å kutte ut noen av armaturene helt. Dette gir et mer ujevnt lysbilde som er negativt for kjøreopplevelsen. Uten fordelene til LED lys ville kostnadene til solcelleanlegget bli så store at en gjennomføring av prosjektet ville blitt umulig. Dette er nisjer hvor LED basert belysning kommer til sin rett, og alle fordelene ved teknologien utnyttes.

Motlysarmaturer kan brukes i innkjørings- og overgangssonen i tunneler. Motlysarmaturer er armaturer med reflektorer som sender lyset mot kjøreretningen. Dette gjør at mer av lyset som sendes ut fra armaturene når øyet til trafikanten. Figur 3 viser hvordan reflektorene i

armaturene sprer lyset kun i en retning. Man kan derfor oppnå tilstrekkelig sikkerhet med lavere watt. Det er derfor en stor fordel å bruke denne typen armaturer for å få ned energibehovet i dette prosjektet.



Figur 3. TLED 1F AS LED motlysarmatur fra Multilux.

2.3 Kjøretøysstyrt belysning

Kjøretøysstyrt belysning bruker radar sensorer for å detektere innkommende biler. Lyset vil da aktiveres, og være på i et forhåndsbestemt tidsintervall. Dette er et tiltak som gjør at energiforbruket synker betraktelig. Hvis lyset er på i kun 20 sekunder per bil vil totalt energinivå bli en brøkdel sammenlignet med permanent belysning. Kombinerer man dette med dimming av belysningen vil energibehovet være minimalt. Dette er gunstig for bruk av solceller da prisen per kWh er høyere enn ved nettilknyttet drift er for en vanlig tunnel.

Radarene monteres foran tunnelåpningen på hver side av tunnelen. De må plasseres med en minimumsavstand lik stopplengden ved den spesifikke hastigheten på veien. Lyset skal tennes så tidlig at man ved normal fart skal rekke å stoppe kjøretøyet hvis man skulle oppdage hindringer inne i tunnelen. I dette prosjektet er fartsgrensen på veiene 80 km/t, slik at stopplengden er omtrent 100 m. Eventuell forsinkelse i tenningen må legges til stopplengden når avstand fra tunnelen bestemmes. I dette prosjektet er et lavt energibruk en prioritet, og det er derfor ikke ønskelig å tenne belysningen tidligere enn nødvendig. Energibruket er nesten proporsjonalt med tiden lyset er på, og en reduksjon fra 2 minutter til 20 sekunder aktiveringstid per bil vil til sammenligning gi en reduksjon i energiforbruk på 83,33 %.

Med bruk av radar til kjøretøysdetektering er det også mulig å differensiere mellom kjørende, gående og syklende. En av leverandørene foreslo en løsning med syv radarer. I begge ender av

tunnelen monteres det en radar ved tunnelåpningen og en 100 meter foran. I tillegg monteres tre radarer med jevnt mellom inne i tunnelen. Radaren plassert med en avstand fra tunnelåpningen detekterer kjøretøy, mens radaren ved tunnelåpningen registrerer fotgjengere. Et eksempel på styringslogikk kan da se slik ut:

1. Bil detektert 100m fra tunnel -> Lys på til relevant daglystrinn eventuelt nattlys om det er mørkt ute. Lyset slås av 30 sekunder etter siste deteksjon (programmerbart).
2. Fotgjenger detektert 100m fra tunnel -> ingen endring
3. Fotgjenger detektert i nærheten av portal -> Natt 2 trinn aktiveres dersom dagtid og Natt 1 om det er mørkt ute. Lyset slås av 3 minutter etter siste deteksjon(programmerbart).
4. Bil detektert, fotgjengerbelysning allerede på -> samme respons som punkt 1 men nattlystrinn forblir på med forsinkelse som i punkt 3.

2.4 Dimming

Dimming av belysningen brukes som et tiltak for å redusere energibehovet, og dermed kostnadene til solcelleanlegget. Lysnivået i veitunneler skal gjøre øyet i stand til å se eventuelle hindringer i tunnelen. Dette påvirkes i stor grad av lysnivået utenfor tunnelen. Øyet tilpasser åpningen på pupillen for å slippe inn mer eller mindre lys, samtidig som cellene i netthinnen må bygge opp de fotokjemiske pigmentene i tappcellene og stavcellene. Tappene når full lyssensitivitet i løpet av 10 minutter, mens stavene fortsetter tilpasningen i over 30 minutter, og øker lyssensitiviteten til mange hundre ganger det til tappene [3]. Hvis øyet har vært eksponert for dagslys over tid vil det ikke reagere fort nok ved mørke lysforhold i en tunnel til å være i stand til å se eventuelle hindringer. Ved lav eksponering av luminans derimot, vil øyet kunne adapteres til et betydelig lavere lysnivå.

Dette gjør at belysningen i Kjøldalstunnelen vil benytte dimming i timene mellom solnedgang og soloppgang. Det er anslått at en luminans på 1 cd/m^2 er tilstrekkelig om natten, mens det på dagtid er behovet 50 cd/m^2 . Dette vil kunne spare inn omtrent 82% av energibehovet i den mørke perioden. Dette er avgjørende for å klare å dekke energibehovet gjennom vintermånedene hvor solcellene ikke produserer energi. Denne metoden bygger også opp under tankegangen om at sollyset skal ledes korteste vei inn i tunnelen.

Dimmingen må som sagt reguleres ut ifra lysforholdene utenfor. Det er anledning for enten å programmere et fast mønster for dag- og natt-nivå basert på soloppgang og solnedgang, eller

ved bruk av fotocelle baserte sensorer. I forslaget fra en av leverandørene var det foreslått en 4-20 mA dagslyssensor som registrerer lysnivået. Lyset inne i tunnelen reguleres dermed til ett av tre foreslåtte belysningstrinn for dag. I tillegg ble det foreslått to belysningstrinn for natt. En for skumring, og en for den mørkeste tiden på natten.

Mange av de norske tunnelene bruker i dag en eller annen form for dimming. Luminansen senkes på natten for å spare energi, og for å unngå at lyset i tunnelen blender bilister som kommer kjørende fra mørke veier.

2.5 Lysbånd

I korte tunneler er det behovet for en lys bakgrunn som kan skape kontrast mot objekter og hindringer inne i tunnelen. For rette tunneler under 50 m er det vanligvis ikke behov for kunstig belysning [4]. På grunn av den lyse bakgrunnen som dannes av tunnelåpningen på den andre siden vil det være mulig å oppdage farer inne i tunnelen. Hvis tunnelen er lengre vil det være behov for belysning. Kjøladalstunnelen er 133 m lang. Med denne lengden vil den borterste tunnelåpningen på grunn av perspektivet gi en for liten kontrastflate. I tillegg kan man se av Figur 4 på side 10 at tunnelen har en brå kurve som gjør at man ikke har fri sikt gjennom. Kontrastflaten fra den fraliggende åpningen er derfor minimal.

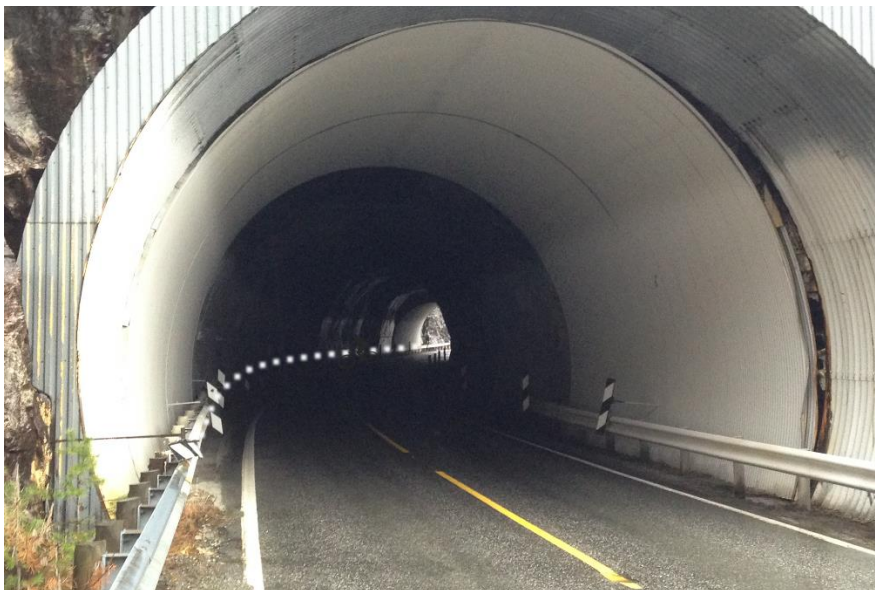
Den vanlige løsningen er her å bruke belysning som gir luminans tilsvarende innkjøringssonen gjennom hele tunnelen. Et forslag i prosjektet er å prøve ut bruken av lysbånd midt i tunnelen for å gjenskape effekten av kontrastflate man får fra tunnelåpningen i korte tunneler. Dette er en løsning som brukes i flere europeiske land som har mange tunneler med lengde 50-150 meter. Båndets lengde er avhengig av hvor stor kontrastflate det er behov for. Den lysende stripen må være minst 10 meter bred, men helst $\frac{1}{4}$ eller $\frac{1}{3}$ av lengden på tunnelen [4]. Luminansnivået i båndet må tilsvare dagsnivået i innkjøringssonen.

Med et lysbånd som beskrevet her vil det være hensiktsmessig å behandle tunnelveggene slik at de får en mer reflekterende overflate. Lyse flater kan gi opptil dobbelt så høy luminans per watt sammenlignet med mørke steinvegger [4]. Dette gir en økonomisk gevinst ved at solcelleanlegget kan skaleres ned tilsvarende.

Et slikt lysbånd vil også gi muligheten til å senke energibehovet hvis det skulle oppstå noe uventet med energiforsyningsanlegget.

2.6 Ledelys

Ledelys består av en rekke lyspunkter som er ment å vise trafikanten hvor veien går under nedsatte siktforhold. Å vite hvordan veien svinger foran en er avgjørende for å kunne planlegge sikker ferdsel. Ledelys plasseres i en slik høyde at hindringer og medtrafikanter synes når rekken av lyspunkter brytes. Dette gjør det mulig å oppdage en trafikant på lang avstand, selv med beskjedne luminans inne i tunnelen. Ledelys har til en viss grad fått fotfeste i Norge som et tillegg til full belysning. Det er også ønske om å gjøre forsøk med en reduksjon i luminans for tunneller med ledelys. Fordelen er selvfølgelig at effektbehovet til ledelysene er minimal sammenlignet med konvensjonell belysning. Denne fordelen begrenses likevel av at kostnadene for montering er høye. Det er også behov for å rengjøre diodene fra tid til annen.



Figur 4. Et fotografi av Kjøladalstunnelen manipulert for å illustrere effekten av ledelys.

2.7 Tilbud fra leverandører

I forbindelse med innkjøp i denne størrelsesordenen er det vanlig prosedyre å hente inn tilbud fra forskjellige leverandører for å få best mulig produkt til riktig pris. Til dette prosjektet ble tre leverandører av tunnelbelysning og styring av lysanlegg bedt om å foreslå en løsning for tunnelen basert på gitte behov og kriterier. De tre leverandørene og deres produkter vil i denne rapporten ikke bli omtalt med navn av hensyn til tilbudsprosessen. Tilbudene vises i Tabell 3.

Tabell 3. Leverandørens tilbud på tunnelbelysning og kjøretøystyrning.

Leverandør nr.	Antatt snitteffekt	Installert effekt	Kvalitet lysstyring	Motlysarmaturer	Belysningsnivåer	Høyeste TI	Langsgående jevnhet
1	14,7 kW	17,6 kW	God	Nei	5	<2 %	0,88
2	-	9,1 kW	-	Ja	-	7,7	0,80
3	17,9 kW	17,9 kW	Tilstrekkelig	Nei	2	3,2	0,91

Leverandørene legger til grunn beregninger gjort med datamodeller for å regne ut effektbehovet til armaturene ved de kravene Statens vegvesen stiller til tunnelbelysning. Det var bare leverandør 2 som vurderte motlysarmaturer som hensiktsmessig. Begrunnelsen fra leverandør 1 og 3 var at motlysarmaturene ville, på grunn av den korte lengden til tunnelen, gi en ugunstig fordeling av lyset. Leverandør 2 er likevel, med god margin, dårligst på jevnhet av luminans. Leverandør 1 leverte et tilbud med flere dagslysnivå for regulering ved forskjellige solforhold utendørs. Det ble derfor regnet en snitteffekt basert på disse luminans trinnene.

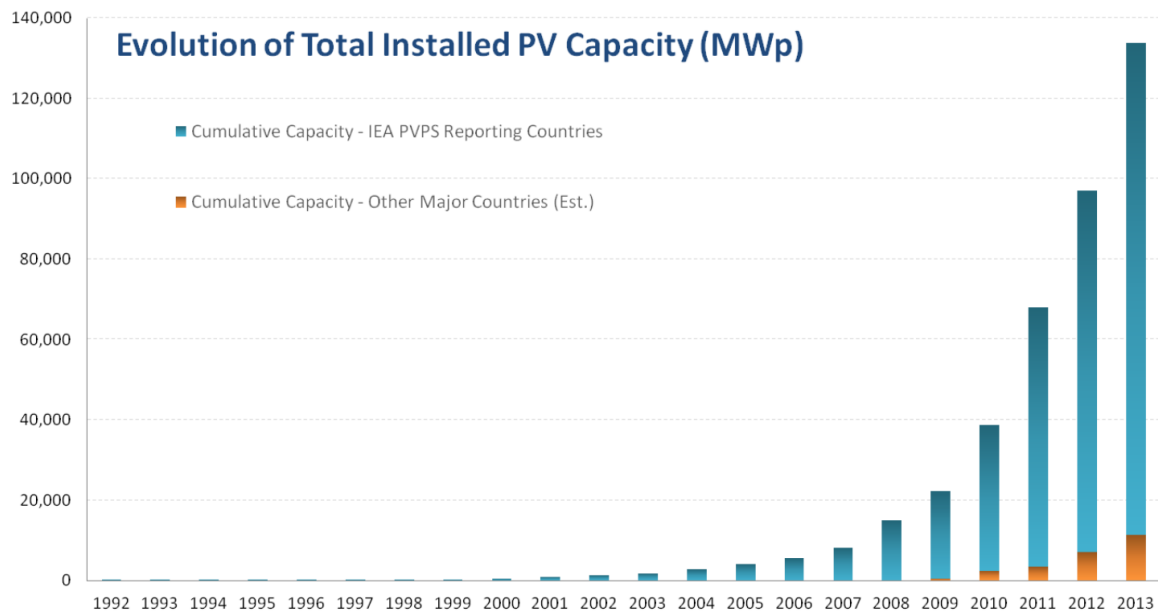
Leverandør 1 og 3 ble anmodet om å se om det i det hele tatt var mulig for de å komme med et tilbud med motlysarmaturer. Som tabellen viser er det mye energi å spare på å benytte motlysarmaturer. Det ble antatt at leverandørene la større vekt på kravene til belysning, og mindre vekt på viktigheten av en lav effekt enn hva Statens vegvesen gjør. Det nye tilbudet fra leverandørene var ikke klart i tide for å komme med i denne oppgaven. Det ble dermed anslått at begge leverandørene kunne levere et system med motlysarmaturer, og at den installerte effekten ville ligge på omtrent 10 kW. Dette er noe høyere enn tilbudet fra leverandør 2, men det ble anslått at det må til for å oppnå en tilfredsstillende jevnhet av luminansnivået. En maksimal effekt på 10 kW er benyttet videre i beregningene og simuleringene.

3 Energiforsyningsteknologier

Et off-grid solcelleanlegg består av flere komponenter med vidt forskjellige jobber. For bedre å forstå valgene som er tatt ved utformingen av anlegget er det i dette kapitlet beskrevet noen grunnleggende kunnskaper om solceller, batterier og generatorer.

3.1 Solceller

Solceller lager energi ved hjelp av den fotovoltaiske effekten. Denne effekten konverterer lys direkte til elektrisitet. Når lys treffer materialet absorberer elektroner i valensbåndet energien som danner frie elektroner. Den første silisium solcellen ble først annonsert i 1954. Den hadde en virkningsgrad på fattige 6 %. Fotovoltaiske paneler fant raskt sitt bruksområde som energikilde i romfartøyer som satellitter, romferger og romstasjoner. Det tok likevel flere tiår før solceller ble relevante for vanlige forbrukere. I starten ble de kun brukt i avsidesliggende «off-grid» systemer. Solcellenes fremste nisje er som energiforsyning på avsidesliggende steder. Når panelene først er på plass er man forsynt med energi for lang tid. Bruk begrenset til for eksempel forskningsstasjoner ble utvidet til energiforsyning til hytter og i rurale strøk ettersom teknologien ble mere moden, og etter hvert hyllevare. De siste fem til ti årene har utviklingen gått i retning av bygningsintegreerte systemer og storskala solcelle farmer. International Energy Agency, som Norge er medlem av, sin rapport om globale PV installasjoner viser at det på verdensbasis i 2013 ble installert 36,9 GW med solceller, noe som hevet den total energiproduksjonen til 0.85 % av verdens energiforbruk [5]. Etter å ha stagnert i to år ser man igjen at det er vekst i solcellemarkedet [5].



Figur 5. Kumulativ installert kapasitet på verdensbasis [5].

3.1.1 Utformingshensyn

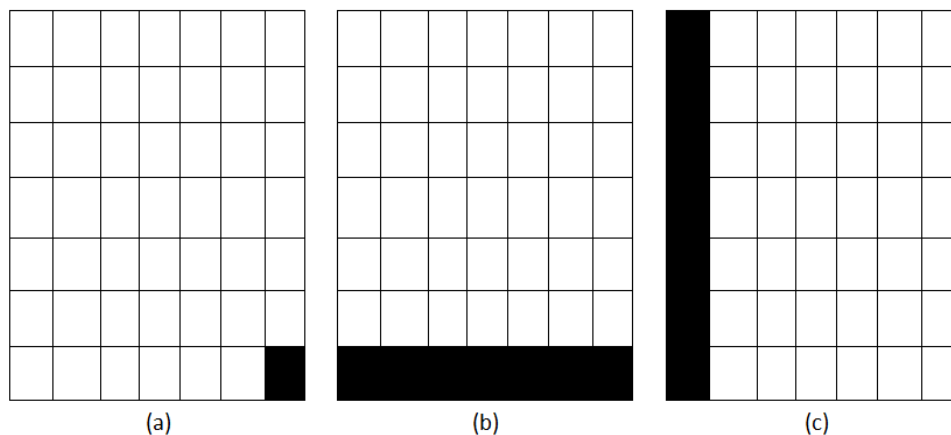
Solceller er enkle å installere, og enda enklere å vedlikeholde. Dette gjør de spesielt godt egnet til autonom distribuert energiproduksjon. En privat eller kommersiell aktør kan relativt enkelt kjøpe og installere et anlegg av ønsket størrelse på tak eller vegg. Dette kan dekke hele eller deler av energibehovet til for eksempel et bygg. Den oppgaven som krever mest innsikt og erfaring er utformingsprosessen. Her må man ta hensyn til noen nøkkelegenskaper ved solcelleanlegg for å få et effektivt anlegg:

1. Skygge
2. Orientering av paneler
3. Omformer konfigurasjon
4. Temperaturkontroll
5. System konfigurasjon

3.1.1.1 Skygge

Å håndtere og minimere den negative effekten av skygger på et solcellesystem er det viktigste. Hver modul er bygd opp av flere celler som seriekobles for å nå ønsket spenning på utgangsterminalen. Måten modulene er bygget opp på kan gjøre de sårbare for skygge, selv på bare en av cellene. Skygge på en celle vil redusere spenningen ved at de andre cellene må

kompensere for denne. For å utbedre dette problemet bygges modulene gjerne med noen «bypass» dioder som kobler fra cellene som ikke produserer. Deler av modulen vil dermed være koblet ut, og da ikke produsere. Antall dioder er en kostnad/nytte-balansering. Standarden er enten 3 eller 6 dioder. Det betyr at en tredel eller en sjettedel av modulstrømmen går tapt hvis en celle skyggelegges. Det er viktig at diodene er plassert slik at de kan forbihandle forskjellige skygge scenarioer som vist i Figur 6.



Figur 6. Forskjellige scenarier for skygge som diodene må håndtere. Scenario (b) er typisk for delvis snødekte moduler. (c) vil være typisk for skygge fra bygninger eller trær.

Delvis skyggelegging deles inn i to kategorier. Myk og hard skyggelegging. Myk skyggelegging kan være skygge fra et tre eller skitt på panelet. Dette vil i beste fall bare senke solinnstrålingen som treffer modulen. Hard skygge er absolutt skygge fra bygninger eller snø på panelene. Det er denne skyggeleggingen som er mest ødeleggende for virkningsgraden. Snø har en tendens til å samle seg på bunnen av panelene da den smelter og sklir nedover.

3.1.1.2 Orientering

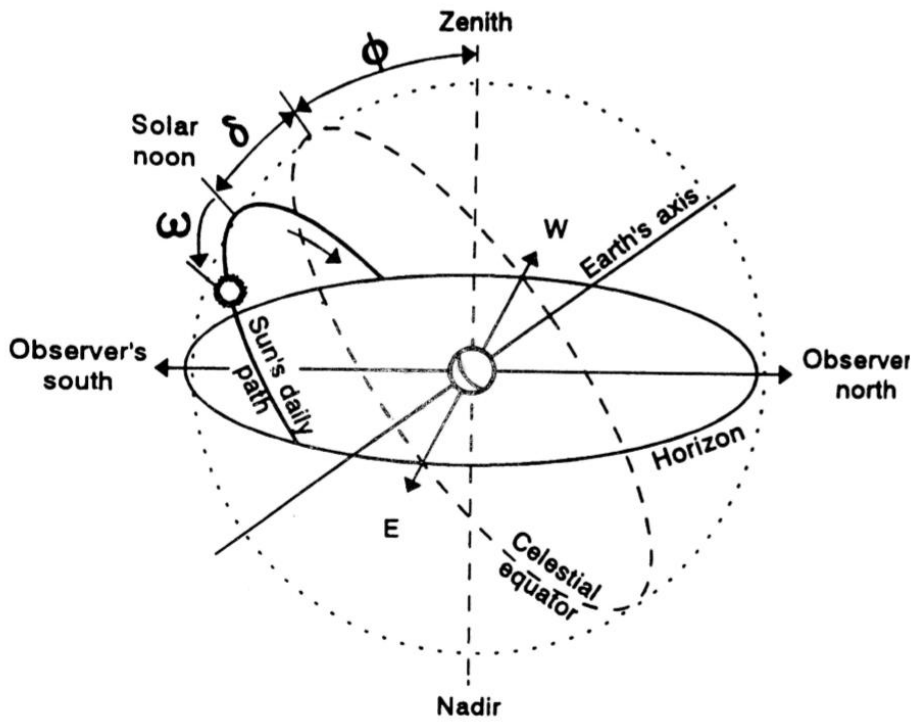
Det burde ikke komme som noen overraskelse at solcellepanelene skal være vendt mot sola. Men, sola er ikke et stasjonært mål. Sola beveger seg over himmelen både vertikalt og horisontalt. Som en tommelfingerregel skal panelene plasseres 0° sør med en vertikal vinkel lik breddegraden. Hvis man ikke velger riktig vinkelen når man utformer anlegget vil virkningsgraden bli negativt påvirket.

Vinkelen til sola α og senit vinkelen θ_z bestemmes av formelen:

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega = \cos \theta_z$$

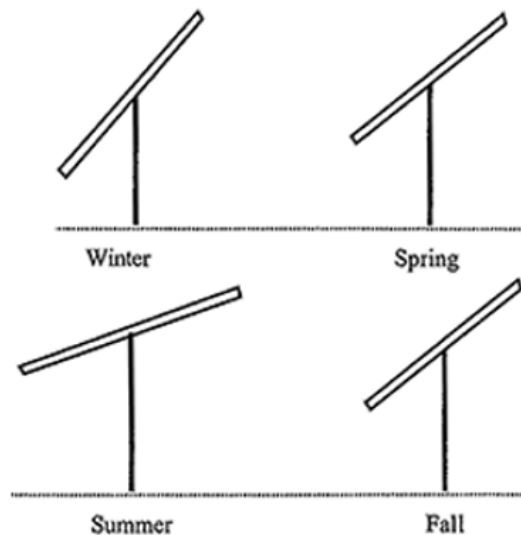
Vinkelen ved soloppgang ω_s og vinkelen ved solnedgang $-\omega_s$ finner man ved hjelp av formelen:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta)$$



Figur 7. Solas bane relativ til jordas akse [6].

Måned	Vinkel
Jan	79°
Feb	71°
Mar	63°
Apr	55°
Mai	47°
Jun	40°
Jul	47°
Aug	55°
Sep	63°
Okt	71°
Nov	79°
Des	86°



Figur 8. Optimal vinkel med sesongvariasjoner.

Forenklete beregninger viser den optimale vinkelen for de forskjellige månedene. Som man kan se av Figur 8, endres den optimale vinkelen ikke bare gjennom dagen, men også gjennom året. Vinkelen, både vertikalt og horisontalt, kan optimeres for å samsvare med lasten til den tilknyttede brukeren. Hvis panelene er satt opp som del av energiforsyningen til et hus kan panelene vinkles mot øst eller vest alt ettersom om man ønsker mest energiproduksjon på formiddagen eller ettermiddagen. Det samme gjelder for den årlige produksjonen. Har panelet en høyere vinkel, altså nærmere horisontalt, vil panelet produsere mest om sommeren når sola står høyt. Hvis panelet er vinklet lavere vil det produsere mer energi om vinteren.

Beregninger for listen over vinkler i Figur 8 tar ikke hensyn til fordelingen mellom direkte og diffust lys i den nordlige delen av verden. Direkte lys kommer fra en enkelt kilde, i dette tilfellet sola. Diffust lys er lys som reflekteres, og kommer i denne sammenheng fra alle kanter. Dette på grunn av at sollyset reflekteres og spres når det treffer bakken, skyer, vann eller lignende. Når sesongen går mot vinter vil solas horisontale vinkel på himmelen bli lavere og lavere. Dette betyr at andelen direkte lys også blir lavere. Vinkelen i tabellen må derfor justeres slik at den er høyere om vinteren for lokasjoner på nordlig breddegrad. Et mer horisontalt panel vil kunne absorbere sollys fra en større del av himmelen.

Denne kontinuerlige endringen i optimal orientering av modulene ledet selvfølgelig til utviklingen av «trackere». Dette er fester som følger solen enten på en eller begge aksene. Dette forbedrer ytelsen til panelene betydelig. Slike trackere blir likevel sjeldent tatt i bruk da de kompliserer og fordyrer anleggene. Motorene involvert i å drive trackeren vil kreve

vedlikehold og reparasjoner. Som et kompromiss kan modulene justeres manuelt etter tidsintervaller, for eksempel for hver måned eller hvert kvartal.

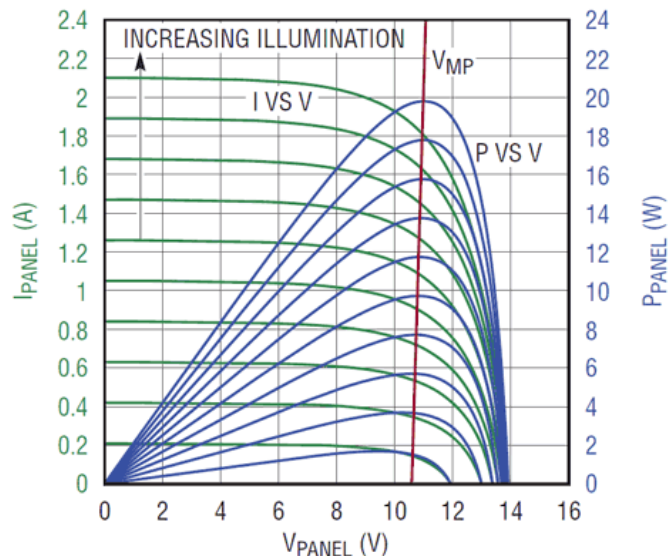
3.1.1.3 Omformer konfigurasjon

Et fotovoltaisk anlegg produserer strøm med dc spenning av varierende amplitude.

Omformerens jobb er å transformere opp spenningen til ønsket nivå, samt å konvertere dc til ac hvis ønskelig. For små hytteanlegg er det kanskje ikke nødvendig å omforme strømmen til ac, mens det for større anlegg og anlegg koblet til strømmettet er nødvendig. For at strømmen skal kunne leveres til strømmettet må selvfølgelig omformeren også kunne levere energi med en synkron frekvens, vinkel og spenning. Konfigurasjonen av likeretter systemet er i de neste avsnittene beskrevet ut ifra hvilke parametere som innvirker på valget av omformere.

3.1.1.3.1 Maximum Power Point Tracking

Maximum power point tracking (MPPT) er kontrollmetoden som brukes for å justere spenningen på dc siden av vekselretteren ved å justere mostanden. Solceller har et komplekst forhold mellom solinnstråling, temperatur og total resistans som gir en ikke-lineær virkningsgrad. Effekten er produktet av celle spenningen og strømmen. Den maksimale effekten er derfor konstant i endring ettersom solforholdene endrer seg. MPPT kan analyseres i en I-V kurve som vist i Figur 9. Figuren viser hvordan V_{mp} justeres for å hele tiden følge høyeste effekt P.



Figur 9. I-V kurve for solceller. De grønne strekene viser strømmen som en funksjon av spenningen. Den røde streken viser spenningen ved MPP.

Denne kontroll metoden er avgjørende for å hele tiden holde virkningsgraden noenlunde lik for varierende innstrålingsforhold. MPPT er oftest en funksjon som er innebygget i omformersystemet. Dette gjør det lett å overse viktigheten av denne funksjonen. Det er ikke alltid slik at MPP er lik for alle modulene. Ved forhold med delvis skygge, som beskrevet i avsnitt 3.1.1.1, er innstrålingsnivået helt forskjellig på de forskjellige cellene og modulene.

Dette skaper store problemer hvis man kun har én MPPT enhet. MPPT enheten vil i beste fall justere til en gjennomsnittlig spenning. Noen enheter, avhengig av kontrollalgoritmen som benyttes, justerer sågar etter laveste spenning. Dette gir en elendig virkningsgrad. Hvis delvis skygge er et aktuelt problem burde flere kontrollenheter vurderes, enten ved å bruke flere omformere i parallell, eller ved å ha egne MPPT enheter koblet til hvert enkelt, eller grupper av solcellemoduler.

3.1.1.4 Temperaturkontroll

Temperaturen til en celle i et solcellepanel har stor innvirkning på cellens virkningsgrad, og dermed også på panelets produksjon. Solceller skal etter alle bokens regler eksponeres for så mye sol som mulig. Dette, kombinert med cellenes mørkeblå eller svarte farge gjør at modulene er utsatt for høye temperaturer på akkurat det tidspunktet produksjonen skal være på sitt høyeste. Som alle halvledere er solceller sensitive for temperatur. En økning i temperaturen øker båndgapet i halvlederen, noe som påvirker mange av egenskapene til materialet. I solceller er det hovedsakelig åpen krets spenningen V_{OC} som påvirkes av temperaturen. Ved høye temperaturer blir V_{OC} lavere som igjen gir en redusert effekt. Variasjonene i virkningsgrad på grunn av temperaturendringer varierer fra modell til modell, og er beskrevet i produktets respektive datablad. Endringen på grunn av temperatur er gjerne angitt i den maksimale effektens temperatur koeffisient P_{MPP} som er effekten som går tapt ved maksimal effekt per kelvin. Den har oftest en verdi i nærheten av $-0.45 \text{ \%}/K$ [7]. Dette betyr at panelene har en høyere virkningsgrad når temperaturen i cellene er lav.

Når man installerer bygningsintegreerte paneler må man ta høyde for disse endringene i virkningsgrad. Hvis temperaturen gir problemer vil det være hensiktsmessig å anlegge et mellomrom mellom modulene og tilhørende vegg for å tilrettelegge for naturlig ventilasjon. $-0.45 \text{ \%}/K$ kan bli et betydelig tap hvis den indre temperaturen for eksempel når $50 \text{ }^\circ C$ på den svarte overflaten på en varm sommerdag. Faktumet at solceller virker bedre under kalde forhold har en ikke ubetydelig effekt i det kalde norske klimaet. Dette må ikke neglisjeres når man dimensjonerer et system.

Det er ikke bare et fall i virkningsgrad som er viktig å ta hensyn til ved dimensjonering av solcelleanlegg. Svingningene i temperatur medfører også svingninger i spenningen i anlegget. Spenningsvariasjonene ved temperaturendringer er gitt av temperatur koeffisienten V_{mpp} som ligger rundt $-0.445\%/K$ [8]. Dette må sees i lys av konfigurasjonen av systemet, og vil derfor bli beskrevet nærmere i avsnitt 3.1.1.5.

3.1.1.5 System konfigurasjon

Et fotovoltaisk (PV) anlegg er satt sammen av moduler.

Dette er en av solcellenes største fordel, da man kan skreddersy anlegget for enhver applikasjon. Anlegget kan dimensjoneres etter last og ønsket produksjon.

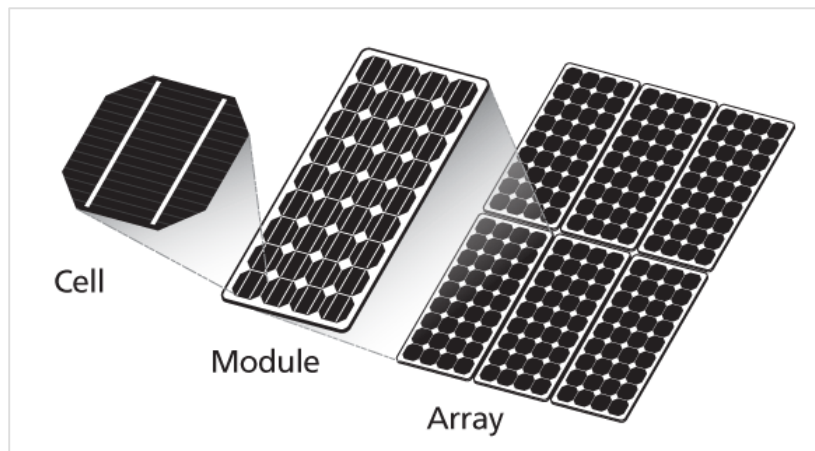
Modulene er bygget opp av individuelle celler. Modulene kan brukes separat, eller monteres sammen i strenger og videre i større systemer.

Modulene kobles sammen i serie eller parallell for å få et ønsket strøm- og spenningsnivå. Ved å heve spenningen fra solcellesystemet vil behovet for å transformere opp spenningen i omformer systemet senkes. Dette betyr at kraftelektronikken blir mindre komplisert og dermed billigere. Det er her spenningsvariasjonene ved varierende temperatur blir betydningsfulle. Normalt er koeffisienten for spenningsvariasjon $TC_{V_{oc}} = -(80 \pm 10) \text{ mV}/^\circ\text{K}$ [9]. Med en V_{oc} på 18,0 V ved STC (20°C) vil open circuit spenningen ved -20°C være 21,2 V. Hvis mange moduler er i serie vil denne spenningsøkningen multipliseres, som igjen kan føre til problemer for omformeren. Omformeren har en nedre og øvre spenningsgrense for operasjon. Antall moduler i serie må derfor være slik at spenningen ved laveste temperatur ikke overgår øvre grense til omformeren, samtidig som den ved høyeste temperatur ikke går under nedre spenningsnivå. All energi som produseres utenfor disse grensene vil gå tapt.

Når ønsket spenningsnivå er oppnådd i en streng kan man koble flere slike strenger i parallell for å bygge et system. Slike systemer består ofte av rader med moduler etter hverandre i en kaskade formasjon.

3.1.2 Målinger

For at anlegget skal kunne analyseres i etterkant må det installeres målere og loggere. Det er analyseringen av hvordan anlegget fungerer i forhold til forventningene som gir de viktigste erfaringene. For at det skal være mulig å teste forskjellige konfigurasjoner av anlegget må det



Figur 10. Oppbyggingen av et solcelleanlegg. Celler, moduler/paneler og system [46].

også logges data før og etter forandringene. Det kan for eksempel være aktuelt å endre på vinkelen til modulene etter en tid for å se hvilke utslag dette gir. Det kan også bli aktuelt med en sesongjustering av denne vinkelen slik at modulene peker så rett som mulig mot solen til enhver tid. Uten data fra både før og etter endringene vil det ikke være mulig å foreta noen god sammenligning.

De viktigste komponentene er pyranometer, amperemeter, wattmeter og voltmeter. Det kan også være interessant å måle kvaliteten på spenningen ut til armaturene da LED lys er mer ømfintlig for spenningsvariasjoner enn andre lyskilder. Målinger av temperaturen kan også være aktuelt. Strømmålere er kjent for de fleste, mens pyranometere har sin nisje innen meteorologi.

3.1.2.1 Solinnstråling

Solinnstråling målt i 360° horisontalt blir ofte referert til som global horisontal innstråling (GHI), eller bare global innstråling. Denne er gjerne målt av et pyranometer, og brukes ofte i meteorologisk sammenheng. Et pyranometer måler hvor mye solenergi, i watt per m², som treffer en flate. En slik måler vil derfor gjøre det mulig å sammenligne hvor mye energi som treffer solcelleveggen, og hvor mye energi som produseres. Dette vil gi et grunnlag for å si noe om hvor godt anlegget fungerer. Det vil for eksempel være mulig å se når anlegget underpresterer.

Langtids, uavbrutte måleserier av solinnstråling er en sjeldenhet i Norge. I meteorologisk sammenheng blir det målt solinnstråling ved et titalls lokasjoner. Disse målingene er avgjørende for god prosjektering av solcelleanlegg. Målinger til meteorologisk bruk er ikke så nøyaktige som ønskelig i denne sammenheng. Målingen i værstasjoner blir loggført som et gjennomsnitt per time, eller til og med per dag. På grunn av det ikke-lineære forholdet mellom solinnstråling og energiproduksjon i et solcelleanlegg er derfor denne tilnærmingen ikke helt nøyaktig.

Innstrålingen burde også måles for et plan med samme vinkel som solcellene for å redusere unøyaktigheter ved konvertering fra GHI. Det er likevel nødvendig å måle den horisontale diffuse innstrålingen da dette brukes i simuleringene. Ved konvertering av disse målingene er unøyaktigheten neglisjerbar.



Figur 11. Et pyranometer [62].

Pyranometere er klassifisert i tre kategorier. Disse kategoriene er standardisert etter ISO 9060 standarden basert på nøyaktighet i målingene. Den mest nøyaktige klassen er «secondary standard», den nest beste «first class» og den tredje «second class».

En detaljert studie av solinnstrålingen i Grimstad ble gjennomført i 2011. Doktoravhandlingen [10] logget innstrålingen med 1 min og 10 ms intervaller. Målingen med de korte intervallene avslørte et fenomen der hopp i nivåene kunne nå 1500 W/m^2 . Dette overgår til og med solinnstrålingen målt utenfor jordens atmosfære. Årsaken antas å være en sjelden effekt av brytning i skylaget. Til sammenligning er standard test forhold (STC) for solceller 1000 W/m^2 . Hvis det er ønskelig å inkludere dette fenomenet i måleseriene må man ta dette med når man velger pyranometer, som ofte er klassifisert til under 1500 W/m^2 .

3.1.2.2 Temperatur

Å måle temperatur er høyst relevant i solcelle forskning. Som forklart i avsnitt 3.1.1.4 har temperaturen stor innvirkning på ytelsen til solcellene. Da dette er et forskningsprosjekt er det interessant å se hvordan det kalde klimaet i Norge påvirker energiproduksjonen.

Målingen av temperatur gjøres med en termistor temperatur sensor innkapslet i et vanntett hus. Sensoren kobles til en data logger. Spennet i måletemperaturer og nøyaktighet varierer fra modell til modell, og er ofte direkte avhengig av pris. Sensorer med en nøyaktighet på $\pm 1^\circ\text{C}$ kreves for målinger i et solcelleanlegg [11].

På grunn av at kommersielt tilgjengelige solcellemoduler ikke har adgang til målinger på innsiden av cellene blir temperaturen gjerne målt på baksiden av modulene. Man burde notere seg at temperaturspredningen i cellene ikke er uniforme [12]. Hvis praktisk mulig kan temperaturen måles på forskjellige punkter på en av cellene for å få et mer nøyaktig bilde av temperaturforholdene og dens påvirkning på ytelse.

3.2 Energilagring

Et frittstående solcelleanlegg er så å si ubrukelig før man tilfører det en eller annen form for energilagring. Selv om deler av energien som produseres kan brukes med en gang vil det likevel være store energibehov som ikke dekkes. Lageret for energi er i all hovedsak batterier, men også svinghjul, brenselceller/elektrolyse, kondensatorer og lignende kan i noen tilfeller brukes. Kjemisk drivstoff kan i noen sammenhenger også betegnes som energilager, eller energibærere. Energilagring må til for at et solcelleanlegg skal kunne levere strøm til enhver tid. Produksjonen i

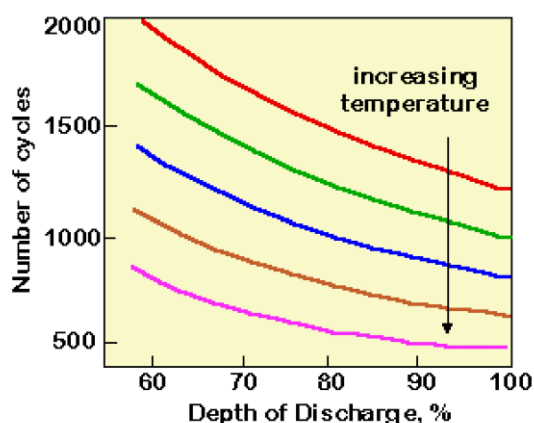
panelene varierer voldsomt med vær og solforhold og er høyst uforutsigbar. Lagring av energi vil derfor jevne ut svingningene og normalisere produksjonsmønsteret. Dette seg være mellom timene med solskinn på en halvskytet dag, eller for flere dager uten sol. Energilagrene må derfor dimensjoneres ut ifra hvor mange dager med lagret energi man har behov for.

Dimensjoneringen av solcelleanlegget i forhold til lasten vil ha en betydning på størrelsen på batteriene. Hvis man overdimensjonerer solcelleanlegget vil man i større grad kunne dekke energibehovet til enhver tid. Alt dette blir derfor en optimeringsanalyse. Dimensjoneringen av energilageret i anlegget blir gjennomgått i avsnitt 5.4.

3.2.1 Batterier

For å lagre elektrisk energi fra solceller er batterier en soleklar favoritt. De andre alternativene har enten for store tap, eller det er teknologier som ikke er klar for markedet. Batterier kommer med mange kjemiske sammensetninger som gir forskjellig pris, kapasitet, vekt og volum. For stand-alone solcelleanlegg er det nesten utelukkende bly-syre batterier som benyttes. Disse gir høyest kapasitet per krone. Disse batteriene består av plater av bly nedsenket i svovelsyre, som danner elektrolytten. Når en slik celle utlades former svovel-molekylene et bånd med blyplatene og elektroner frigis.

Til energilagring brukes dyp syklus batterier. Til forskjell fra andre bly-syre batterier, som for eksempel startbatteriet i en bil, er disse laget for å tåle mange ladesykluser hvor batterier tappes og lades gjentatte ganger. Dette gjøres hovedsakelig ved å benytte tykkere blyplater. Startbatterier er laget for å levere mye energi på kort tid, mens dyp syklus batteriene har en lavere energiflyt. Slike batterier tåler tusenvis av ladesykluser. Batteriene tåler utladninger på 80 % under syklusene. Det er likevel anbefalt å bare lade de ut omtrent 50 % for økt levetid og for å ha reserveenergi tilgjengelig til enhver tid [13]. Det er ikke anbefalt å tappe batteriene mer enn 80 %, da dette kan føre til havari [14].



Figur 12. Levetid som en funksjon av DOD og temperatur [14].

Dyp-syklus batterier underkategoriseres som oversvømte batterier og forseglede batterier. Sistnevnte, også betegnet som VRLA batterier eller «vedlikeholdsfrie» batterier, deles videre inn i gel og absorbert glass matte (AGM) batterier. Disse har en elektrolytt som har en gel konsistens. Fordelen er at fordampingen av elektrolytten er mindre. Det er heller ikke nødvendig å holde batteriene oppreist. Dette gir betydelig mindre gasser, som er viktig i dette prosjektet. Hvis batteriene skal oppbevares i et lukket rom uten god ventilasjon kan konsentrasjonen av disse gassene bli farlig. Den fordampede gassen består volumetrisk hovedsakelig av vann, som regelmessig må etterfylles. Dette fører til økte kostnader hvis anlegget er langt fra kyndige fagpersoner.

3.3 Generatorer

Det ble fort åpenbart at et solcelleanlegg i Kjøladal måtte suppleres av en annen energikilde. Dette fordi kostnadene for å lagre energien til alle vinterdagene i batterier ville sprengte budsjettet. Vindkraft ble vurdert som for usikkert. Produksjonen til en vindmølle er særlig uforutsigbar, og det økonomiske fordelene over et stort batteri lager er antatt å være liten, om noen. En generator er dermed det mest hensiktsmessige alternativet for å levere energi i perioder med lav produksjon i solcellene.

En generator kan levere strøm til enhver tid etter behov. Et aggregat er også nyttig som en back-up løsning hvis det skulle være behov for vedlikehold på solcelleanlegget. Da dette er et pilotanlegg vil det også være en fordel at en generator enkelt kan levere mer energi enn beregnet behov hvis det skulle vise seg at anlegget er underdimensjonert.

Ved å ha en generator kan investeringskostnadene til batterier og solceller reduseres vesentlig. Investeringskostnadene totalt sett vil derfor bli betydelig lavere, som beskrevet i avsnitt 5.4. De løpende kostnadene vil på den andre siden bli mye høyere. Kostnadene til drivstoff og fylling av drivstoff driver disse opp. Det er derfor viktig å se på de forskjellige løsningene for drivstofftyper og lagring av drivstoff.

Hovedformålet til prosjektet er å høste erfaringer med stand-alone solcelleanlegg i Norge. Det bryter derfor med prinsippet til prosjektet å drive aggregatet med diesel, bensin, propan eller annet fossilt brensel. Fra et miljøperspektiv vil det være helt feil å erstatte miljøvennlig vannkraft fra nettet med fossilt brensel, selv om det er økonomisk lønnsomt. Derfor er det en stor fordel at biodrivstoff har blitt populært det siste tiåret. Biogass, bioetanol og biodiesel vil derfor bli utforsket som mulige energibærere til generatoren.

Det finnes berettiget kritikk mot biodrivstoff som peker på etiske betenkeligheter. Biodrivstoff produseres i hovedsak av «energivekster» som dyrkes på områder som ellers er egnet til dyrking av mat. Med visshet om at det i deler av verden er mangel på mat kan det være etisk feil å bruke dette arealet til fremstilling av biodrivstoff. I Norge er likevel ikke dette et argument mot biodrivstoff da tilgjengeligheten på dyrkbar mark er stor. Biodrivstoff kan dessuten produseres av biologisk avfall, kompost, papir eller treflis. Samlet tilsvarer det teoretiske potensialet for produksjon av biodrivstoff i Norge omtrent 15 % av det totale drivstofforbruket [15]. Det er i dag et omsetningspåbud på 2,5 %, som betyr at 2,5 % av omsatt drivstoff skal være biodrivstoff [16].

3.3.1 Biodiesel

Biodiesel er en kjemisk energibærer som fremstilles av energirik olje fra blant annet raps. Dieselen betegnes som B1-100 etter hvor stor andel biodiesel det er i produktet. I Norge er B5 og B100 tilgjengelig hos mange av bensinstasjonene. B5 er vanlig diesel som inneholder 5 % biodiesel, mens B100 er ren biodiesel. B5, opp til B20, kan brukes av alle forbrenningsmotorer som er beregnet for diesel, mens en blanding opp mot B100 krever noen modifikasjoner i forhold til en standard dieselmotor [17].

Som drivstoff i generatorer vil de fleste aggregat produsenter si at de er godkjent for B5, og noen opp mot B30 [18] [19] [20]. Både i EU og i USA kan vanlig diesel fritt tilsettes opp mot 5 % biodiesel [18]. Noen motorprodusenter har spesialisert seg på produksjon av motorer som går på B100 [20] [21]. Det kreves da at dieselen møter spesifikke standarder.

Biodiesel har noe forskjellige egenskaper enn konvensjonell diesel. Den har blant annet bedre renseegenskaper, som gjør at filtrene må skiftes hvis motoren først har vært brukt til petroleums diesel. Renere biodiesel har også dårligere kuldeegenskaper som gjør at den ikke burde utsettes for kuldegrader. Ved lav temperatur har drivstoffet en høyere viskositet enn diesel. Biodieselen har to spesifikke egenskaper som brukes for å beskrive temperaturegenskapene. Den ene er blakningspunkt, og den andre er flytepunkt. Under blakningspunktet vil det dannes krystaller i væsken som hindrer fri bevegelse i rør og ventiler. Flytepunktet er grensen for hvor lav temperatur oljen kan ha før den ikke lenger er flytende. Denne parameteren er kun interessant for helling og pumping av drivstoffet og har en mye lavere temperaturverdi enn det man kan operere med i en generator. Biodiesel produsert fra forskjellige oljer har forskjellige termiske egenskaper.

Tabell 4. Blakningspunkt og flytepunkt for forskjellige B100 drivstoff [17].

Testmetode for B100 drivstoff	Blakningspunkt (ASTM D2500) [°C]	Flytepunkt (ASTM D97) [°C]
Soya metylester	0	-4
Raps metylester	-3	-4
Smult metylester	13	13
Spiselig talg metylester	19	16
Uspiselig talg metylester	16	15
Vegetabilsk avfallsolje	8	6

3.3.2 Bioetanol

Bioetanol er sprit laget på plantemateriale med et høyt innhold av sukker, cellulose eller stivelse. Utbredelsen av biodrivstoff varierer fra land til land. I Norge er utbredelsen foreløpig ganske sped, mens den i blant annet Brasil er det mest brukte drivstoffet i kjøretøy. Prisen på bioetanol ligger i Norge litt under prisen på diesel og bensin, men på grunn av noe høyere forbruk ved bruk av etanol er kostnadene omtrent på det jevne [22].

Bioetanol har på bensinstasjonene betegnelsen EXX, hvor XX er andelen etanol. Resten er vanlig bensin. Den vanligste blandingen som er utbredt på bensinstasjoner er E85. Bioetanol kan brukes i de fleste kjøretøy med innsprøytningsmotor, men visse modifikasjoner kreves. Disse er som regel forsterkning av slanger og pakninger da etanol er korrosivt. ED95 er en blanding som inneholder hele 95 % bioetanol. Den tilsettes 5 % glykol for å forbedre tennings- og smøreegenskapene. Sistnevnte drivstoff er ikke tilgjengelig på markedet enda.

På grunn av modifikasjonene som trengs i en generator som skal gå på etanol er det mest naturlig å kjøpe en modell som er spesielt utviklet for å gå på bioetanol. Bioetanol har dårligere kuldeegenskaper enn bensin, og etanolinnholdet i E85 blir derfor senket til 75 % om vinteren [22]. De dårlige kuldeegenskapene er den største haken i forhold til å bruke bioetanol i dette prosjektet.

3.3.3 Biogass

Biogass er betegnelsen på en blanding av brennbare gasser produsert fra biologisk materiale. Gassen produseres ved anaerob nedbryting ved hjelp av bakterier, eller ved fermentasjon av biologisk nedbrytbare gasser. Biogass inneholder i hovedsak metan (55-80 %), karbondioksid (20-45 %), hydrogensulfid (0-1 %), og vann. Sammensetningen varierer etter hvilket biologisk materiale den oppstår fra. For at gassen skal kunne brukes i en forbrenningsmotor må den oppgraderes til en høyere andel metan, som er den energibærende gassen i blandingen. CO₂, H₂S, H₂O og andre ikke brennbare gasser skilles ut, slik at metaninnholdet stiger til omtrent 97 %. Tabell 5 viser den kjemiske sammensetningen til biogass tilvirket ved forskjellig anlegg. Gassen produseres av kloakk, gjødsel fra landbruk, eller fra avfallsanlegg. I Norge brukes gassen til direkte oppvarming, men det selges noe gass til privatbiler, lastebiler og busser [23]. Biogass har tilnærmet samme bruksområde som naturgass [15].

Tabell 5. Kjemisk komposisjon av forskjellige biogasser [24].

Gass, kompositt Egenskaper	Formel	Enhet	Opphav		
			Kloakk	Landbruk	Sjøppelfylling
Metan	CH ₄	% av vol	65 – 75	45 – 75	45 – 55
Karbondioksid	CO ₂	% av vol	20 – 35	25 – 55	25 – 30
Karbonmonoksid	CO	% av vol	<0,2	<0,2	<0,2
Nitrogen	N ₂	% av vol	3,4	0,01 – 5,00	10 – 25
Oksygen	O ₂	% av vol	0,5	0,01 – 2,00	1 – 5
Hydrogen	H ₂	% av vol	Spor	0,5	0,00
Hydrogensulfid	H ₂ S	mg/Nm ³	<8000	10 – 30	<8000
Ammoniakk	NH ₃	mg/Nm ³	Spor	0,01 – 2,5	Spor
Siloksaner		mg/Nm ³	<0,1-5,0	Spor	<0,1-5,0
Benzen, Toluene, Xylen		mg/Nm ³	<0,1-5,0	0,0	<0,1-5,0
CFC		mg/Nm ³	0	20 – 1000	n.a.
Netto brennverdi		kWh/Nm ³	6,0 – 7,5	5,0 – 7,5	4,5 – 5,5
Normal tetthet		Kg/m ³	1,16	1,16	1,27
Wobbe indeksen		kWh/Nm ³	7,3		
Metan nummer		-	134	124 – 150	136

Biogass er en energitransportør i vekst. Regjeringen uttalte i St.meld.nr. 39 (2008 - 2009) at «Innen 2020 bør 30 % av husdyrgjødsel gå til biogassproduksjon». Det har de siste årene blitt

ferdigstilt en rekke nye anlegg som har økt produksjonen betraktelig [25]. Prisen for biogass ligger på rundt 9 kr/Nm, noe som er lang billigere enn for ekvivalent mengde bensin [26]. Biogass kan kjøpes ved enkelte stasjoner rundt om i landet. For dette prosjektet er det mest nærliggende å bruke en av Lyse sine 6 biogass stasjoner i Rogaland. Dette begrunnes i avsnitt 4.1. Biogass lagres og transporteres på trykksatte beholdere.

Biogass har ingen negative egenskaper assosiert med den lave temperaturen i den norske vinteren. Dette drivstoffet egner seg derfor godt som supplerende energikilde i pilotanlegget.

4 Lokasjon

Det er ingen hemmelighet at solceller normalt sett ikke kan konkurrere på pris mot nettstrøm i Norge. Dette gjør at det kreves ukonvensjonelle omstendigheter før solceller blir aktuelle. Akkurat dette gjør at bruksområde til solceller i Norge domineres av nettfra-koblede solcelleanlegg. Disse er i all hovedsak i forbindelse med hytter, men brukes også til for eksempel å drive kystverkets navigasjonsinnretninger. Derfor er lokasjonen til solcellene av stor viktighet.

Kriteriene for valg av lokasjon er som følger:

- En ubelyst tunnel uten nettilknytning.
- Nærliggende sørvendt flate med gode solforhold.
- Tunnellengde mellom 100-200 meter.
- Nevnte flate burde ligge skjermet fra veien for at anlegget ikke skal tiltrekke seg uønsket oppmerksomhet.

4.1 Lokasjonsalternativer

Flere lokasjoner ble vurdert. To alternativer ble sett på før prosjektet startet, mens flere lokasjoner ble vurdert underveis og i etterkant for å gi et bilde av hvordan utslagene blir for forskjellige lokasjoner. De kommende avsnittene vil forklare omstendighetene rundt valget av lokasjon for pilotanlegget. Listen over alternativer stammer fra forslag fra Statens Vegvesen. Hver region ble invitert til å nominere ubelyste tunneler i sin region.

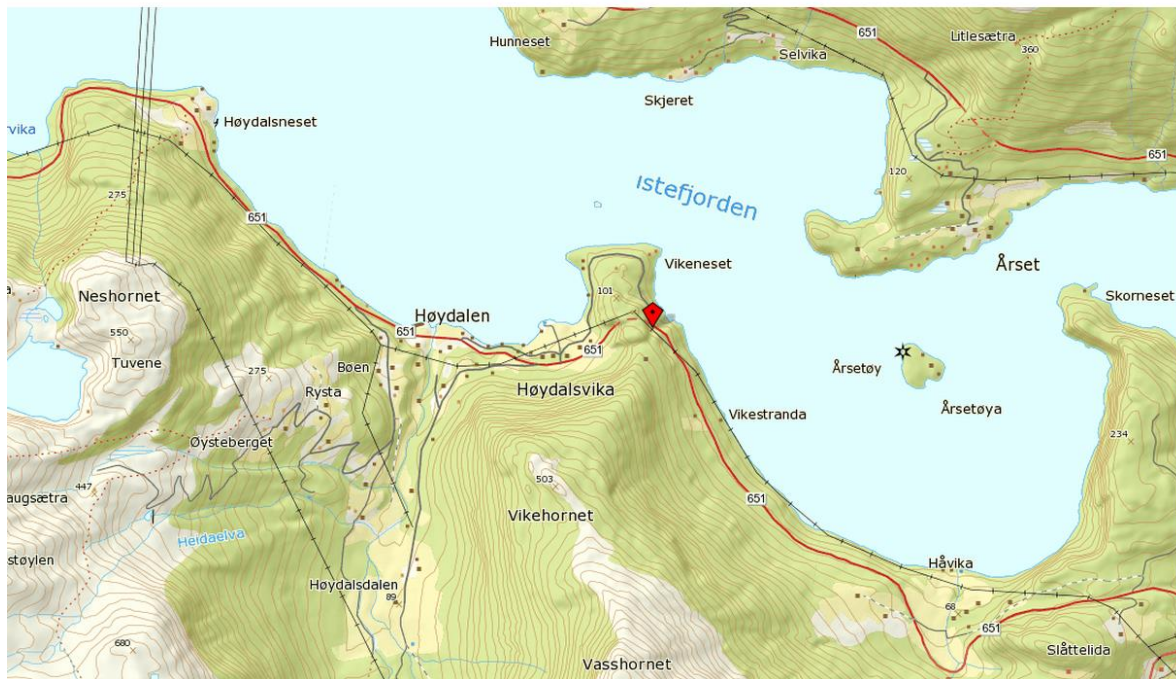
For bedre å gi et inntrykk av hvordan solforholdene ved lokasjonene påvirker anlegget vil det i kapittel 7, avsnitt 7.1.3 bli beskrevet simuleringsresultater for et solcelleanlegg med identiske dimensjoner som den utvalgte lokasjonen, men i et tenkt scenario hvor det er plassert på en lokasjon med best mulig solressurser uavhengig av om det er behov for det der. Dette vil gi et grunnlag for å sammenligne påvirkningen lokasjoner spiller på energiproduksjonen.

4.1.1 Høydalstunnelen

Et av a lokasjonsalternativene som ble utelukket var høydalstunnelen i Volda kommune. Tunnelen er omtrent 200 meter lang og så i utgangspunktet derfor ut som en passende tunnel for prosjektet. Men, det viste seg at tunnelen allerede var tilknyttet strømnettet. Dette

reduserer noe av poenget med å bruke solceller som energikilde da Norge allerede har en miljøvennlig energimiks til en lav pris.

Videre undersøkelse av egnethet viste at heller ikke det omkringliggende landskapet var godt egnet for oppsetting av solceller. Dette kommer frem av Figur 13 hvorpå man kan se at terrenget i liten grad favoriserer solceller. Alternativene for plassering av anlegget ville være i den nordvendte skråningen, i den østvendte skråningen, eller på toppen av fjellet. De to førstnevnte vil gi en dårlig utnyttelse av panelenes potensiale da solinnstrålingen vil begrenses av selve fjellet. Det ble videre antatt at kostnadene ved å plassere anlegget på toppen av fjellet, omtrent 1 km fra tunnelåpningene ville føre til at anlegget ble uforholdsmessig kostbart. I tillegg ville det være svært upraktisk med hensyn til bygging, vedlikehold og inspeksjoner.

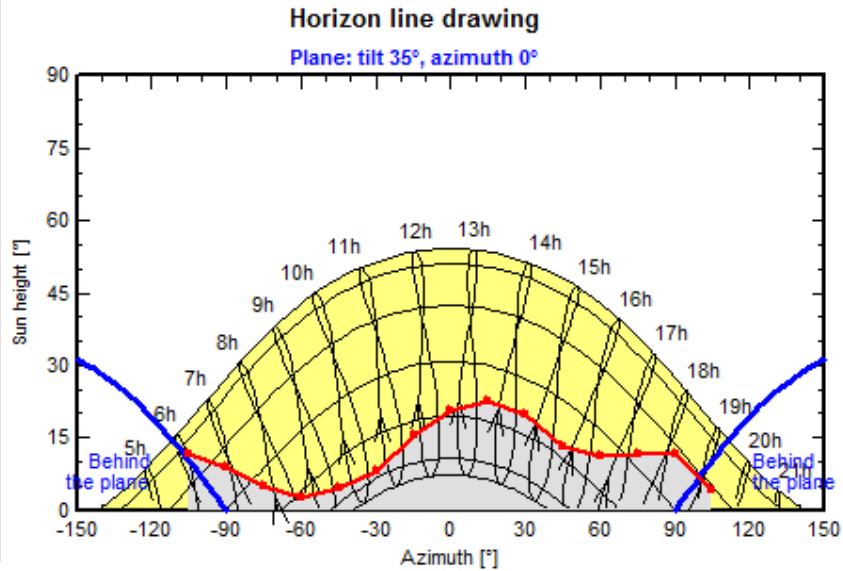


Figur 13. Kart over området rundt Høydalsstunnelen.

Disse betraktningene gjorde at denne tunnelen ble utelukket fra utvelgelsesprosessen. Det ble derfor heller ikke gjort noen videre beregninger for å se på lønnsomheten. En profil av horisonten ble likevel utarbeidet for å understreke og illustrere ulempene med terrenget i området. Beregningene ble gjort for en idealisert posisjon på neset nord for tunnelen. Denne posisjonen vil gi størst avstand til fjellene mot sør og dermed en lavere vinkel til

horisonten. For eksempelets skyld er det ikke tatt hensyn til at det er bebyggelse på neset, og at det derfor slett ikke er sikkert at det kan settes opp et anlegg her.

Høydalstunnelen (nordsiden)	
Vinkel sør [°]	Vinkel horisont [°]
-105	11,52
-90	8,66
-75	4,96
-60	2,45
-45	4,43
-30	8,22
-15	15,44
0	20,56
15	22,50
30	19,80
45	13,04
60	11,28
75	11,74
90	11,41
105	4,06



Figur 14. Horisontdiagram for Høydalstunnelen.

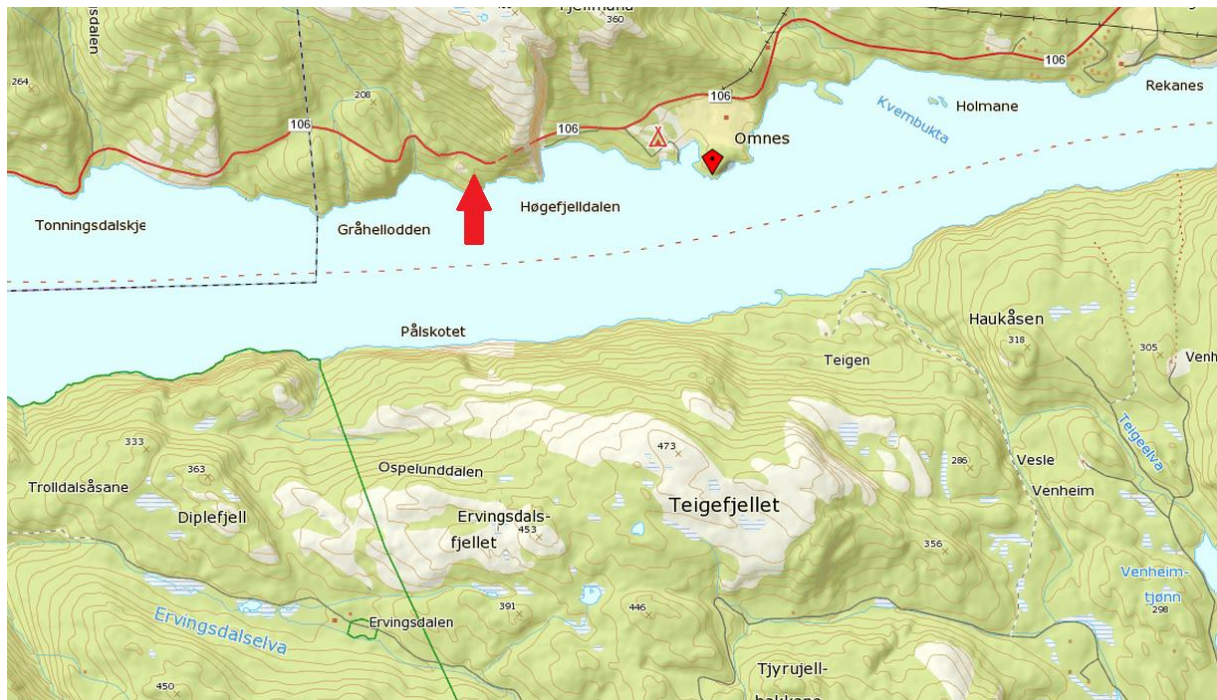
Som man ser av Figur 14 vil horisonten, spesielt i vintermånedene, skygge for mye av sola. Mye av skyggen er på grunn av fjellet Litle-Eidskyrkja og toppene rundt, som ligger rett sør for tunnelen. Disse beregningene illustrerer nødvendigheten av å tenke på alle omstendighetene man må ta hensyn til før man setter opp et solcelleanlegg. Dataen for solinnstråling viser at årlige global solenergi er 774,8 kWh/m².

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	6.0	4.8	0.9	2.17
February	19.9	13.4	0.4	2.37
March	50.2	33.3	2.2	1.87
April	93.3	54.9	6.7	2.03
May	135.2	76.4	9.9	2.22
June	149.0	73.6	13.0	2.04
July	133.8	80.2	15.0	1.74
August	92.9	60.6	15.4	1.67
September	55.6	32.0	11.8	1.74
October	26.5	17.3	6.5	1.55
November	8.6	6.2	2.6	1.76
December	3.7	3.1	0.2	1.71
Year	774.8	455.9	7.0	1.9

Figur 15. Meteorologisk data for solinnstråling ved Høydalstunnelen.

4.1.2 Omnestunnelen

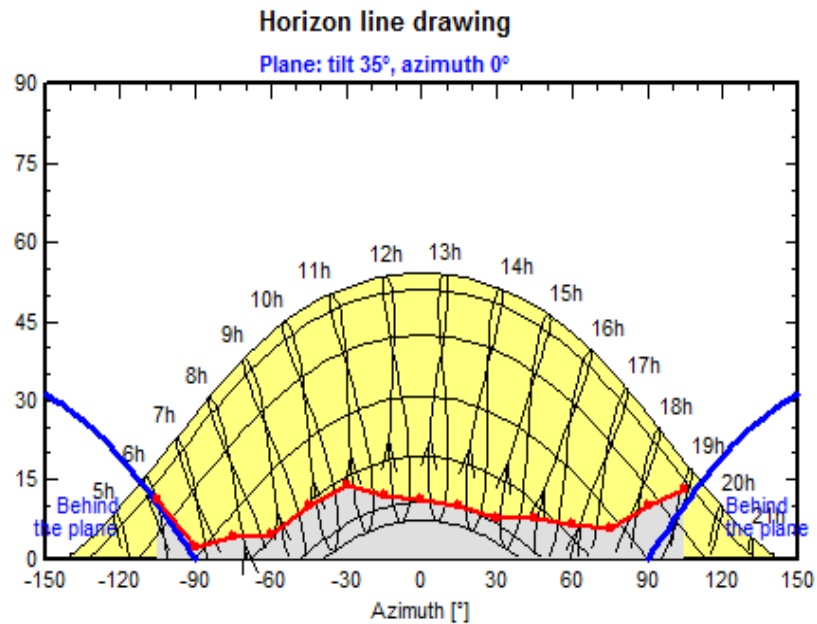
Denne tunnelen ligger vest for Omnes i Nome kommune. Den har per dags dato ikke belysning, og det er omtrent 890 meter til nettilknytning. Med denne avstanden koster det anslagsvis minimum en million kroner å føre strøm frem til tunnelen. Tunnelen er 220 meter lang og går øst-vest. Den ligger på nordsiden av Flåvatn. Det er rikelig med skråninger å plassere et solcelleanlegg på i området. Den best egnede plasseringen er vurdert som høyden på neset ved vestenden av tunnelen. Denne flaten har best solforhold, kombinert med at den ligger ute av syne fra veien.



Figur 16. Tenkt plassering av solcelleanlegg ved Omnestunnelen (rød pil). Anlegget ligger vest for tunnelen.

Beliggenheten ned mot Flåvatn er gunstig for solcellene da vannflaten sikrer fri sikt frem mot horisonten. Horisonten domineres av fjellene sør for vannet. Vinklene til horisonten vises i Figur 17. Horisonten er noe hindret av fjellene, og vil derfor ha en periode på vinteren helt uten direkte solinnstråling. Dette er en ulempe og vil være en viktig faktor i valget av lokasjon.

Omnestunnelen	
Vinkel sør [°]	Vinkel horisont [°]
-105	11,31
-90	2,18
-75	4,07
-60	4,47
-45	10,24
-30	13,84
-15	12,09
0	11,31
15	10,06
30	7,74
45	7,78
60	6,47
75	5,89
90	10,08
105	13,13



Figur 17 Horisonten til et anlegg ved Omnestunnelen.

Figur 18 viser at den årlige solinnstrålingen for Omnestunnelen er relativt god. Den årlig irradiasjon er ifølge Meteonorm på 896,6 kWh/m². Til sammenligning er solinnstrålingen i Grimstad, lokasjonen i Norge med best solforhold, kun 3 % høyere på 923,9 kWh/m².

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	7.9	6.4	-0.4	3.41
February	23.9	15.7	-0.0	3.65
March	58.7	35.1	1.6	3.25
April	99.7	57.2	5.4	3.06
May	150.9	72.5	10.0	2.96
June	161.4	77.0	13.6	3.00
July	150.1	79.9	16.1	2.59
August	117.5	53.5	16.1	2.65
September	72.9	42.0	12.2	3.01
October	36.0	22.3	7.3	3.22
November	12.1	8.6	3.2	3.37
December	5.5	4.0	0.1	3.35
Year	896.6	474.3	7.1	3.1

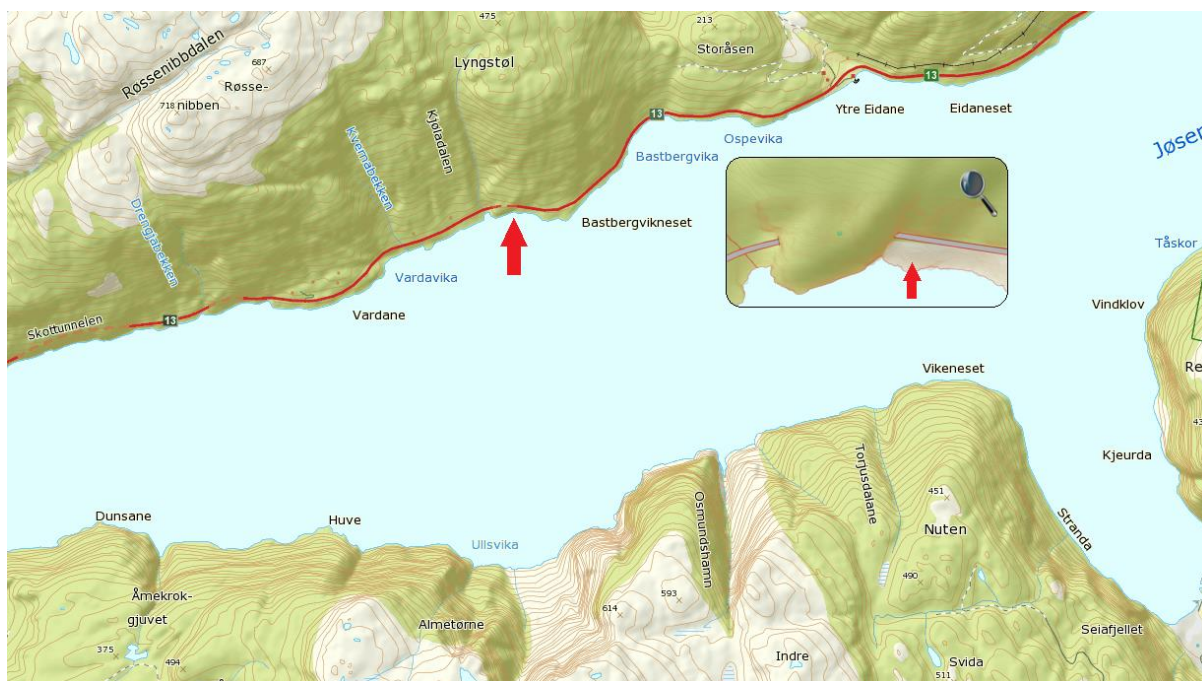
Figur 18. Meteonorm data for solinnstråling ved Høydalstunnelen.

Tunnelens lengde på 220 meter er også noe i overkant av det man er ute etter i dette prosjektet. Fordi dette er et pilotanlegg, hvis hensikt er å fremme kunnskap og erfaringer med solceller, vil et mindre anlegg i like stor grad kunne tilrettelegge for disse målene uten at kostnadene blir unødvendig store.

4.1.3 Kjøladalstunnelen

Kjøladalstunnelen ligger i Hjelmeland kommune i Rogaland. Tunnelen går i retning øst-vest og ligger på nordsiden av en fjord. Dette gjør at det er tilgang til store flater med noenlunde riktig helning som ikke er forstyrret av vegetasjon eller andre obstruksjoner. Kart over området kan sees i Figur 19.

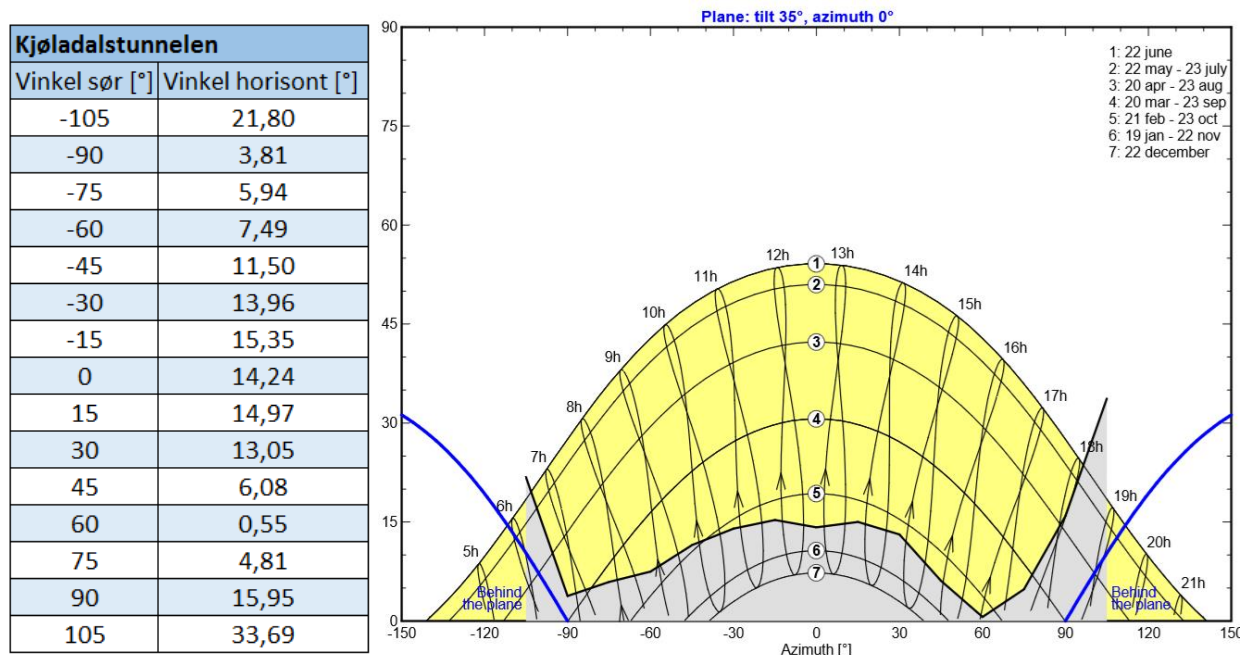
At anlegget ligger parallelt med bakken gjør at det ikke ruver over bakken, og den visuelle sjenansen reduseres. Dette er en fordel da solcellene skjules for uvedkommende samt at det gjør det lettere å få byggetillatelse. Det måtte også søkes om dispensasjon fra regelen om bygging i 100-meter sonen fra sjøen.



Figur 19. Kart over området rundt Kjøladalstunnelen. Posisjonen til solcellene er markert med en rød pil.

Det er fra Statens vegvesens side besluttet å utbedre tunnelene på denne strekningen med belysning i 2014. Det var også tenkt å installere kjøretøysstyring av belysningen. Dette ville bidra til å redusere investeringskostnadene til pilotanlegget betraktelig. Kjøladalstunnelen var unnlatt i disse planene, men ble tatt med for å bistå dette prosjektet. Den var opprinnelig vurdert som ikke prioritert, og ville derfor ha stått mørk i flere år til. På strekningen langs fjorden ligger det en rekke av tunneler som alle ble vurdert. Lengdemessig var det kun Kjøladalstunnelen av disse som var interessant.

I vestre ende av Rv 13 ligger det en fergekai, omtrent 8 km fra tunnelen. Dette vil ha stor innvirkning på trafikkmønsteret. Trafikken, spesielt i den ene retningen, antas å i større grad komme gruppevis. Når en ferge legger til kai ser man typisk at bilene fortsetter videre i puljer. Dette gjør at flere biler passerer tunnelen på likt og dermed passerer mens lyset uansett står på. Dette vil redusere den gjennomsnittlige tiden belysningen er på, og dermed bidra til å senke energibehovet.



Figur 20. Diagram for horisonten i Kjøladal.

Horisonten i Kjøladal er den største ulempen med lokasjonen. Som fremgår av Figur 20 vil det være perioder på vinteren helt uten direkte sollys. Dette fører til et tomrom i

energiproduksjonen som må dekkes av batterier eller andre energikilder. Solinnstrålingen i Kjøladal er gode, med et årlig gjennomsnitt på 794,3 kWh/m².

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	6.5	5.5	2.4	6.00
February	20.5	14.8	2.2	6.07
March	52.3	35.6	3.4	5.39
April	88.8	57.0	6.7	4.85
May	135.2	78.9	9.7	4.86
June	150.5	78.1	12.6	4.82
July	134.2	84.3	14.8	4.28
August	100.8	59.7	15.9	4.65
September	58.1	32.1	13.1	5.31
October	32.0	20.8	9.0	5.85
November	11.1	8.6	5.3	5.99
December	4.2	3.3	2.7	5.74
Year	794.3	478.7	8.1	5.3

Figur 21. Solinnstråling for anlegget ved Kjøladalstunnelen. Skjermdump PVsyst.

4.1.4 Valgt lokasjon

På grunn av hensyn til økonomi, som vil bli spesifisert i avsnitt 4.2, samt praktiske hensyn, ble Kjøladalstunnelen valgt ut som den av tunnelen som var mest egnet.

Tunnelen ble opprinnelig utelatt fra planene om utbedring av veistrekningen fordi kostnadene med å knytte den til nettet ble for stor. Gevinsten i økt trafikkikkerhet var ikke stor nok til å forsvare prisen. Det ble derfor bestemt å utsette utbedringen av Kjøladalstunnelen. Nettopp på grunn av dette pilotanlegget ble det igjen vurdert som økonomisk lønnsomt å utbedre tunnelen.

Trafikkmønsteret er også bedømt som en viktig bidragsgiver for å kunne benytte et pilotanlegg som en økonomisk god løsning.

Dette til tross for at energipotensialet i solinnstrålingen er klart best for Omnes. Den globale innstrålingen per kvadratmeter er hele 12,88 % høyere enn for Kjøladal, som har nest best innstråling. Den ugunstige horisonten gjør at tilgjengelig solenergi er minimal på vinteren, men dette er uansett en periode med lite sollys. Horisonten ved Høydalstunnelen er enda mindre gunstig.

I forbindelse med søknadene til kommunen ble det utarbeidet modeller av anlegget implementert i terrenget. Figur 22 viser hvordan anlegget kan plasseres diskret nedenfor veien. Trærne som er nedenfor anlegget kan bidra til å skjule anlegget fra fjorden og redusere eventuelle refleksjoner. De må dog ikke under noen omstendigheter kaste skygger på solcellene.



Figur 22. Modell av anlegget til Kjøladalstunnelen.

4.2 Økonomiske konsekvenser av å velge solceller

Ett av argumentene for å gjøre et forsøk med solceller i dette pilotanlegget er at kostnadene ved å føre frem strømkabler fra lokalnettet er store. Dette vil gjøre at energi fra solceller blir økonomisk lønnsomme. Her følger derfor et anslag av kostnadene for å føre frem strøm til Kjøladalstunnelen.

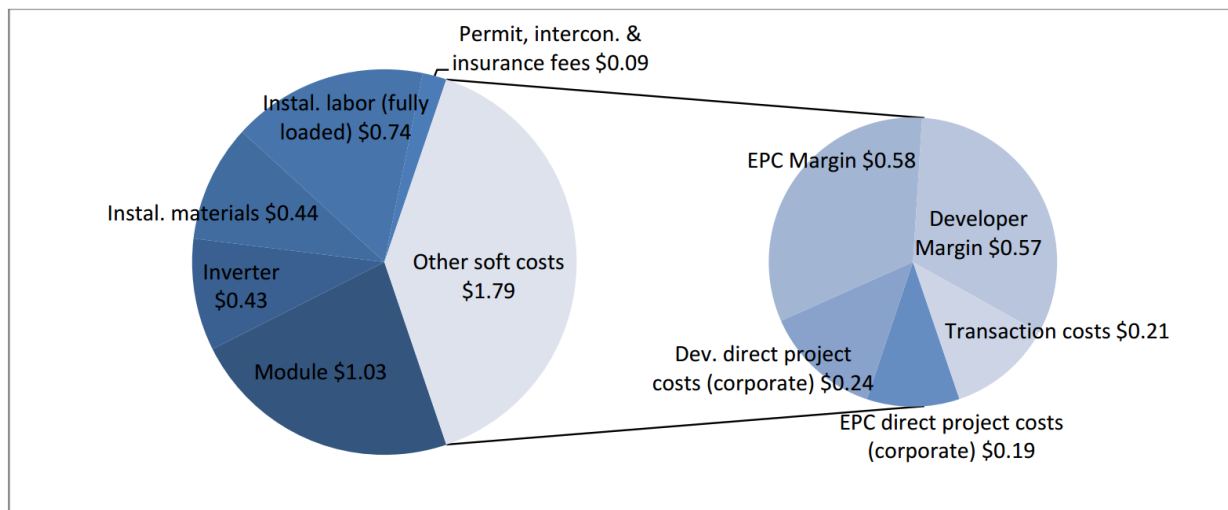
Når man fører frem strøm på en slik måte er det vanlig å grave ned en kabel i grøfta ved siden av veien. Nedgravning av kabelen gir bedre sikkerhet, både med tanke på berøringsfare og for levetiden til kabelen. Statens Vegvesen anslår kostnadene for arbeid til 1 000 kr/meter. Trekkerør og kabel kommer i tillegg. Disse er anslått til 200 kr/meter. Fordelingsskap med måler og tilknytningsavgift kommer også i tillegg. Avstanden til nærmeste nettløse er før starten av

prosjektet 2,19 km. Senere er det dog planlagt å legges strøm fra andre siden, frem til nærmeste tunnel som ligger 1,48 km vest for Kjøladalstunnelen.

Dette betyr at kostnadene for å trekke frem strøm blir minimum kr 1 800 000, som viser at det er fullt mulig å bygge et økonomisk lønnsomt solcelleanlegg i Norge. Kostnadene for de forskjellige anleggene beskrevet i avsnitt 4.1 varierer veldig. Lønnsomheten i forhold til å knytte tunnelene til strømmettet varierer dermed også.

Kostnadene ved å grave grøft i terreng med stor andel fjell er anslagsvis 3000 kr/meter. Grunnforholdene er kun delvis visuelt inspisert ved Kjøladalstunnelen. For den aktuelle strekningen er det i hovedsak fjell i grunnen da veien er sprengt ut i skåningen ned mot vannet. Kostnadene må derfor antas å bli betydelig høyere enn beregnet minimum på kr 1 800 000. Det er knyttet stor usikkerhet til de reelle kostnaden ved kabling før det gjennomføres. Det er likevel regnet som tilstrekkelig i dette prosjektet å vite omtrent hvor store kostnadene i beste fall ville blitt, slik at det kan vises at et pilotanlegg med solceller er økonomisk lønnsomt.

Kostnadene for solcelleanlegget med komponenter er i avsnitt 5.4 om kostnadsoptimering beregnet til kr 275.000 pluss frakt, avgifter om installering. Kostnadene til installering er ifølge en undersøkelse av anlegg til boliger og mindre kommersielle anlegg i USA på omtrent 4,42 kr/W [27]. Dette ville for anlegget til Kjøladalstunnelen gitt en installasjonspris på ca. kr 58.350.



Figur 23. Kostnadsfordeling for et nettilkoblet boliganlegg i USA [27].

Kostnadene for installasjon varierer fra land til land og vil derfor ikke være definitive. Arbeidstimene det tar å installere anlegget kommer også an på typen solcelleanlegg. Et nettfrakoblet anlegg vil ha flere komponenter, og dermed høyere installasjonskostnad. Dette gir dermed kun en pekepinn på omtrentlig hvor store kostnadene vil være.

På grunn av all usikkerheten knyttet til kostnadene i alle ledd vil det ikke være hensiktsmessig å fortsette å presentere et fullstendig regnskap. De totale kostnadene for anlegget vil ikke være klart før ferdigstillingen i slutten av 2014.

5 Utforming av anlegget

I dette prosjektet har utformingen av det energiproduserende anlegget blitt gjort punktvis etter listen nedenfor. Den inneholder de mest kritiske leddene i denne prosessen.

- 1 Velge lokasjon
- 2 Finne optimal posisjon for solcellene
- 3 Finne gode data for innstrålt energi
- 4 Kalkulere horisont
- 5 Beregne energibehov
- 6 Finne lastmønsteret, når energien brukes
- 7 Finne effektbehov ved simulering
- 8 Kostnads optimering basert på simuleringsresultater
- 9 Velge solceller, energilagre og konverterings konfigurasjoner
- 10 Sette sammen komponentene til et komplett system

Under de forskjellige punktene er det mange faktorer som må tas hensyn til. Valget av lokasjon ble beskrevet i kapittel 4. Posisjoneringen av solcellemodulene ble vurdert ved befaring på lokasjonen. Valget ble tatt på grunnlag av kriteriene listet opp i avsnitt 4.1. De andre punktene i listen samt metodikken i prosjektet blir beskrevet i dette kapitlet.

Kriteriene satt for anlegget er at det skal:

- Kunne uavbrutt dekke tunnelens energibehov
- Holde seg til prosjektets miljøvennlige profil
- Holde seg innenfor de økonomiske begrensningene
- Ha minst mulig behov for vedlikehold
- Ha minst mulig behov for tilsyn
- Ikke være visuelt sjenerende

5.1 Energibehov

Energibehovet vil være det dimensjonerende kriteriet for solcelleanlegget. Anlegget må til enhver tid ha nok energi på lager til å forsyne lysarmaturene. Dette gjør at anlegget må ha tilstrekkelig maksimal produksjon, samt en fleksibilitet som sammenfaller med energibehovet til enhver tid. Mange tiltak er gjort for å senke energibehov, men kostnadene ved å lagre nok energi til hele vinteren er betydelige. Det ble i starten satt opp flere alternativer for belysning som ga forskjellig energibehov. Disse ble vurdert ut ifra hensiktsmessighet og kostnad.

1. LED-belysning i taket med normert belysningsnivå (på kjørebanelen) 50 cd/m^2 når det er dagslys ute og 1 cd/m^2 når det er mørkt ute. Lyskilden må være LED (for å få hurtig tenning og slukking). Dette krever installasjon av vanlig utstyr med kabelstige, kabling og teknisk rom. Effektbehov ca. 10 kW.
2. LED-belysning i taket med nivå 1 cd/m^2 . Dette suppleres med et sterkt belyst belte i ca. 20 m bredde midt inne i tunnelen. Lysbeltet må trolig ha et nivå på 50 cd/m^2 på kjørebanelen og dessuten gi mye lys på veggene. Beltet vil danne en lys bakgrunn som fotgjengere, syklistene og andre mørke objekter i tunnelen kan sees imot med god kontrast. Dette krever installasjon av vanlig utstyr med kabelstige, kabling og teknisk rom. Effektbehov ca. 1,8 kW.
3. Bare det lysende beltet, uten gjennomgående belysning. Installasjonen er trolig nokså enkel. Effektbehov ca. 1,5 kW.
4. LED ledelys på begge sider av vegen, montert på tunnelveggene i ca. 1 m høyde. Lysene monteres i konstant avstand fra kjørebanelokanten på stenger som festes i fjellet. Installasjonen kan være enkel. Fotgjengere og syklistene vil trolig synes mot rekken av ledelys. Effektbehov ca. 0,1 kW.
5. Kombinasjon av ledelys + lysbelte. Dette er aktuelt dersom ledelysene er utilstrekkelige til å synliggjøre fotgjengere og syklistene. Installasjonen er trolig enklere enn i alternativ 1 og 2. Effektbehov ca. 1,6 kW.

Alternativ 1 er det alternativet som kommer nærmest konvensjonell belysning. Effektbehovet er betydelig større enn de andre alternativene. De andre alternativene krever et betydelig

mindre solcelleanlegg og dermed også mye lavere investeringskostnader. Foreløpige simuleringeberegninger viste tidlig at alternativ 1 var innenfor de økonomiske rammene, og det ble derfor besluttet å gå videre med dette. Det var like vel ønskelig å teste ut de andre alternativene. Det er ansett som ønskelig å samle forsøkene med alternativ belysning på ett sted. De andre alternativene har ikke tidligere vært testet ut i Norge. Alternativ 2 og 3 krever dessuten ingen ekstra installasjon. Det eneste som kommer i tillegg sammenlignet med alternativ 1 er styring for dimming av noen av armaturene. Alternativ 2-5 vil også gi muligheten for redusert drift hvis solcelleanlegget ikke skulle levere som beregnet, eller hvis det av en eller annen grunn skulle være ute av drift.

5.2 Lastmønster

Beregningene for energibehovet til tunnelen er ikke like rett frem som i normale tilfeller. Her må man ta med faktorer som dimming, kjøretøysstyrt belysning og kø faktor. Dette gir et utypisk lastmønster.

Lastmønsteret ble beregnet med utgangspunkt i målt årsdøgntrafikk (ÅDT). Trafikken ble målt elektronisk med radar ved en målestasjon langs samme vei, riksveg 13, i 2008. Det var ingen avkjørsler på strekningen i mellom den aktuelle tunnelen og målestasjonen. Måledataen ble loggført som snitt per time gjennom uka, og som fordeling på årstider.

Veien er i seg selv ikke noen hovedfartsåre mellom store byer, og trafikkmengden er beskjeden på 190.000 biler i året. Trafikken om sommeren er likevel en del høyere enn om vinteren på grunn av at veien er en nasjonal turistveg. Dette gjør at trafikkmengden, og dermed energibehovet, er omtrent dobbelt så høyt om sommeren som om vinteren. Veien ender i en fergeforbindelse på vestsiden 7,5 km fra Kjøladalstunnelen. Det betyr at trafikken om natten er enda mindre enn ved vanlige veier, da ferga ikke går 6-7 timer midt på natten. Det faktum at det er en fergeforbindelse i den ene enden påvirker også lastmønsteret betydelig. Trafikken som kjører vestover (mot ferga) kjører sannsynligvis i et normalt mønster. Trafikken som går østover kommer i bolker ettersom ferga kommer til Nesvik. Det er en fordel at bilene kjører i puljer da lyset likevel må skrues på for den første bilen. Da kjører de andre så å si «gratis», det vil si uten å bruke ekstra energi. Lasten må derfor korrigeres ettersom hvor mange biler som kjører på «samme lys».

Tabell 6. Måledata for døgntrafikk fordelt på sesong.

Sesongverdier	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Gj.snitt
Alle	829	455	346	454	520
Med metrering	447	238	179	236	274
Mot metrering	382	217	167	218	246

Tabell 7. Måledata for døgntrafikk fordelt på ukedager.

Ukedagverdier	Mandag	Tirsdag	Onsdag	Torsdag	Fredag	Lørdag	Søndag	Gj.snitt
Alle	486	472	495	525	623	480	566	520
Med metrering	256	253	269	289	378	255	225	274
Mot metrering	228	219	226	235	247	225	342	246

Tabell 8. Måledata døgntrafikk.

Årsverdier	ÅDT	YDT	HDT	SDT	JDT
Alle	520	522	515	823	954
Med metrering	274	292	235	443	514
Mot metrering	246	231	280	381	439

ÅDT	Årsdøgntrafikk
YDT	Yrkesdøgntrafikk
HDT	Helgedøgntrafikk
SDT	Sommerdøgntrafikk
JDT	Julidøgntrafikk Ferietrafikk

Målingene ble gruppert etter time, sesong og ukedag. Hver enkelt time ble deretter justert for tidvis variasjon basert på ÅDT. Dette gir størst nøyaktighet med de tilgjengelige dataene. Ved å gange med forholdet mellom den aktuelle sesongens verdi og gjennomsnittlig sesongverdi justeres dataen for årlige variasjoner. Det samme gjelder for ukevariasjonene.

$$\text{trafikk} = \text{time} \times \frac{\text{aktuell sesong}}{\text{sesong gjennomsnitt}} \times \frac{\text{aktuell ukedag}}{\text{ukedag gjennomsnitt}}$$

Dette la grunnlaget for antall biler som passerte i hver time i løpet av de forskjellige sesongene. Timene ble klassifisert som natt eller dag timer basert på gjennomsnittlig soloppgang og solnedgang i de respektive månedene. Energibehovet ble beregnet ved hjelp av formelen under. Gjennomsnittlig effekt er i belyningsalternativ 1 antatt å være 10 kW og 0,5 kW for henholdsvis dag og natt.

$$\text{energibehov} = \text{trafikk} \times t_b \times \frac{\text{gjennomsnittlig effekt}}{60 \times 60} \times \text{køfaktor}$$

Faktoren t_b er tiden belysningen er aktivert per bil som passerer. Køfaktoren er en verdi fra 0-1 som sier hvor stor andel av bilene som kommer i grupper, og hvor mange som kommer alene (med minimum t_b sekunders mellomrom til bil foran og bak).

t_b har en direkte proporsjonal innvirkning på energibehovet. Det vil si at hvis lyset er på i 30 sekunder i stedet for 60 sekunder vil energibehovet halveres. Det samme er gjeldende for køfaktoren. Tunnelen har en lengde på 130 meter. Hvis en bil følger fartsgrensen på 80 km/t vil det ta 10,35 sekunder å reise de 230 meterne mellom radaren og slutten på tunnelen. En margin må selvfølgelig påberegnes da det ikke er å forvente at alle bilistene kjører nøyaktig etter fartsgrensen. 20 sekunder ansees som et godt kompromiss mellom sikkerhetsmargin og energibesparelse for denne strekningen. Det vil si en laveste fart på 41,4 km/t vil gi fullstendig passering før lyset slukker.

Køfaktoren er satt til 0,5. Det antas at trafikken som går i retning øst fra fergekaia i all hovedsak vil komme i grupper. Trafikken andre veien vil følge et mer normalt trafikkmønster, men siden veien er smal og svingete med svært få forbikjøringsmuligheter antas det å være over gjennomsnittlig mange biler som kommer i grupper også denne veien. Biler som kjører motsatt vei, men som på samme tid passerer tunnelen, vil også kjøre på det samme lyset. Dette gjøre at køfaktoren settes til 0,5. En telling av biler med bestemmelse av køfaktor i øyemed ville selvsagt eliminert mye usikkerhet rundt denne verdien.

I tillegg til det trafikkavhengige energibehovet er det et konstant behov for 100 W effekt til å drive styringssystemet for belysningen. Dette legges til i simuleringene ved å registrere den som en 24/7 stand-by last. Denne beskjedene effekten ser i utgangspunktet liten ut, men på grunn

av at den er døgnkontinuerlig vil den utgjøre en betydelig del av energiforbruket på 16,54 %. I vintersesongen utgjør det hele 46,78 % av det totale energibehovet.

5.3 Simulering

Flere verktøy er benyttet når solcelleanlegget skulle dimensjoneres. For et prosjekt som dette er det forventet at man på forhånd har beregninger som med en viss grad av sikkerhet skal kunne si noe om hvordan det ferdige anlegget vil fungere. På grunn av den komplekse sammenhengen mellom produksjon, lagring og brukstid for dette anlegget er det ikke tilstrekkelig å bruke kvantitative beregninger basert på tidligere erfaringer.

Solceller har en meget varierende produksjon som er vanskelig å forutsi. Tunnelen har også et energibehov som varierer over døgnet og gjennom året. Dette gjør at disse må sees opp mot hverandre på en time for time basis for å kunne si noe om hvor mye energi som må lagres. Det har derfor vært naturlig å gjøre beregningene for produksjon, bruk og lagring av energi i et simuleringsprogram utviklet for prosjektering av solcelleanlegg.

Flere simuleringsprogrammer ble vurdert. Hvilke funksjoner programmet hadde, hvor enkelt det kunne gi de svarene det var behov for samt treffsikkerhet ble lagt vekt på i avgjørelsen om hvilket program som skulle brukes. En sammenligning av resultatene fra flere programmer kunne vært interessant å ha med i denne oppgaven, men på grunn av prisen på programmene og tiden det tar å lære de ble ikke dette prioritert. Det ble i stedet valgt å legge til grunn sammenligninger av simuleringsprogrammer [28] [29], i tillegg til en empiriske sammenligningen av treffsikkerheten til utvalgte programmer [30] for å velge det mest hensiktsmessige programmet. Valget falt på PVsyst (v 6.24) [31]. Dette er et verktøy for utforming av solcelleanlegg, og var det programmet hvor det var best lagt til rette for å legge inn egen data for forbruk. Formatet på denne dataen gjorde at det ville være en stor jobb å gjøre det om til å passe inn i flere av de andre programmene. Treffsikkerheten til programmet er vurdert som god, med et månedlig standardavvik på 5,48 % [30]. Et positivt avvik betyr at beregningene er konservative, og at man derfor kan forvente en noe høyere produksjon enn resultatene viser.

Videre kommer beskrivelse av parameterne brukt i simuleringene slik at det kommer frem hvordan resultatene ble produsert. En evaluering og sammenligning av resultatene fra simuleringen er detaljert i kapittel 7.

5.3.1 Kalkulering av horisont

Horisonten ble beregnet ved hjelp av kartverkets nettbaserte kart *Norgeskart* [32]. Avstandene ble målt opp på kartet og vinkelen i horisonten ble regnet ut ved hjelp av Pythagoras teorem:

$$Vinkel\ horisont = \tan^{-1}\left(\frac{H\ddot{o}yde}{Lengde}\right)$$

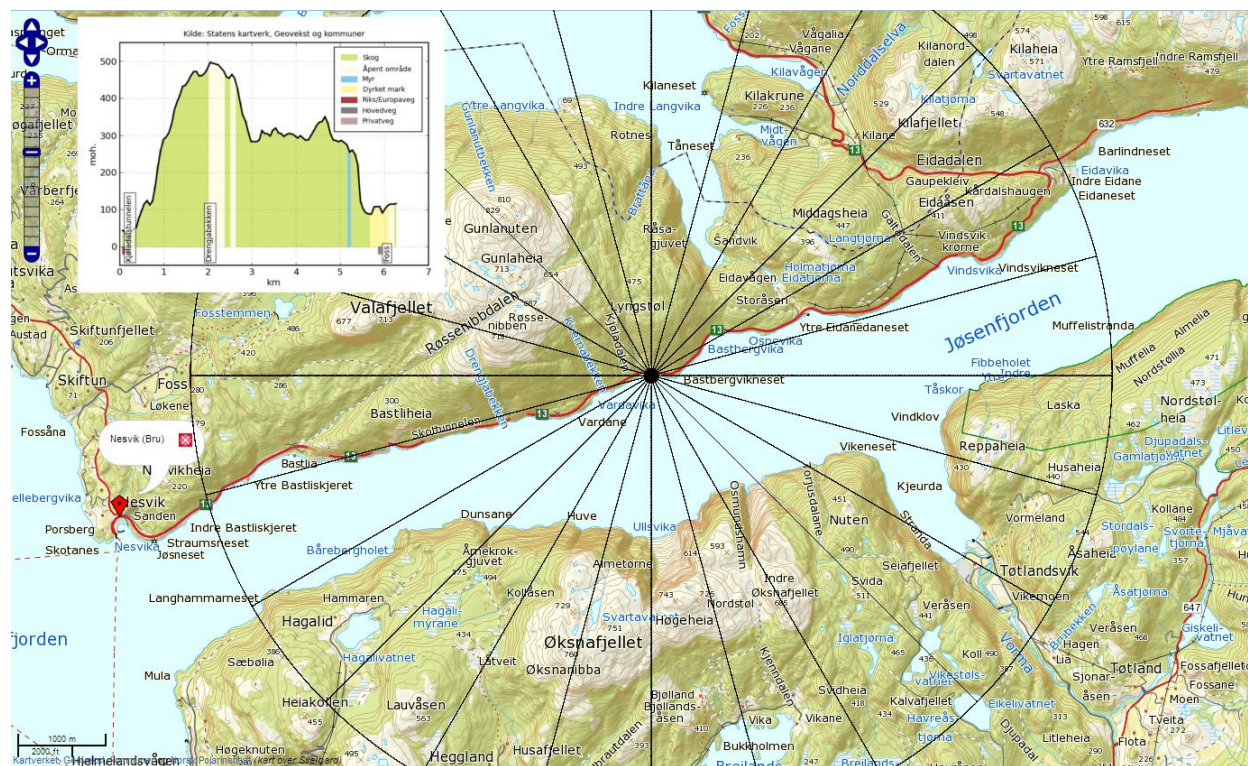
Selv om det ligger høye fjell sør for tunnelen ligger de såpass langt unna at vinkelen mot horisonten blir relativt lav. Som man ser av Tabell 9 vil vinkelen like vel være så høy at den hindrer noe av vintersola. Dermed blir den globale diffuse innstrålingen viktigere om vinteren.

Tabell 9. Vinkelen til horisonten ved Kjøladalstunnelen.

Kjøladalstunnelen			
Vinkel sør [°]	Lengde [m]	Høyde [m]	Vinkel horisont [°]
-105	50	20	21,80
-90	6000	400	3,81
-75	3750	390	5,94
-60	2700	355	7,49
-45	2260	460	11,50
-30	1750	435	13,96
-15	2150	590	15,35
0	2700	685	14,24
15	2225	595	14,97
30	2200	510	13,05
45	3100	330	6,08
60	5200	50	0,55
75	950	80	4,81
90	1400	400	15,95
105	45	30	33,69

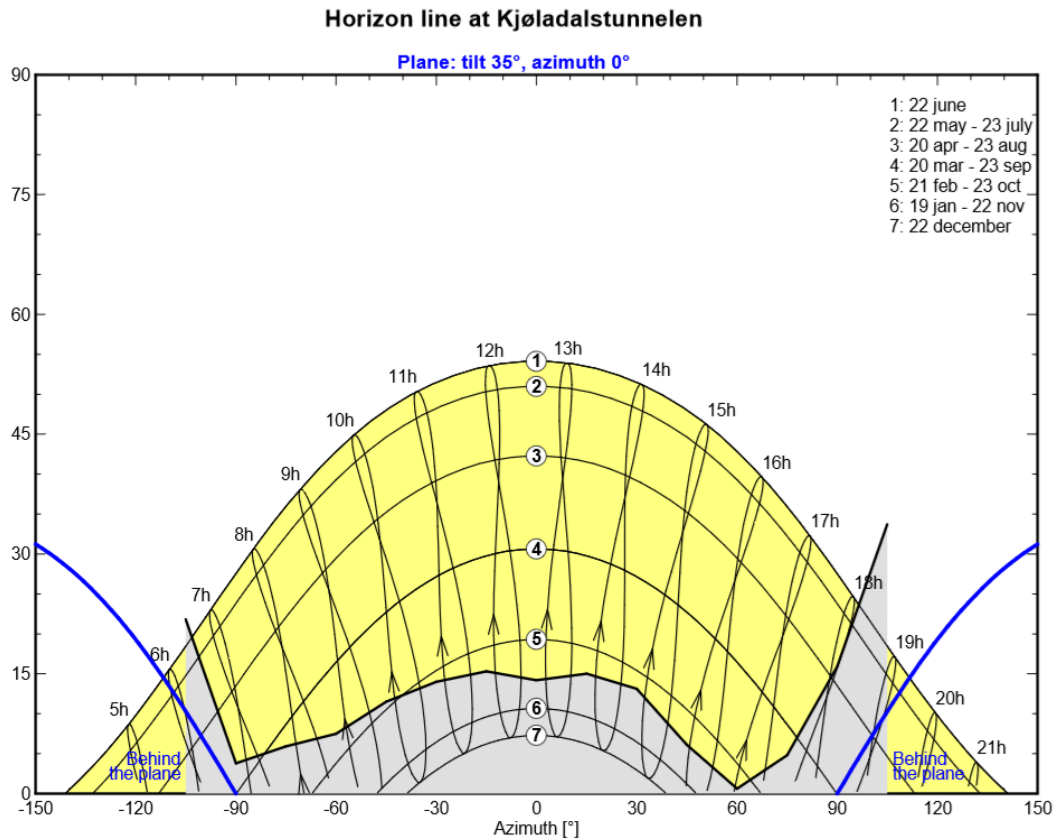
Det er bare vinkelen fra -90 til 90 som er relevant for solcelleanlegget da panelene er stasjonære og vinklene utenfor disse vil være bak panelenes synsfelt. Det kunne likevel hende at det med tanke på de topografiske forholdene hadde vært hensiktsmessig å snu panelene mot øst eller vest hvis det hadde vært spesielt dårlige forhold mot en av sidene. Som Tabell 9 viser er ikke dette aktuelt da obstruksjonene på begge sider av 90°/-90° er betydelige.

Figur 24 viser et kart over området. Horisonten er i stor grad dominert av fjellene på sørsiden av fjorden. Disse ble derfor brukt som referansepunkt i horisontberegninger. Det er også fjell bak anlegget, slik at lyset kun kommer fra planet 90°/-90° sør.



Figur 24. Beregningen av horisont ved hjelp av statens kartverks nettjeneste [32].

Basert på vinklene fra Tabell 9 ble horisonten plottet i PVsyst. Dette kan sees i Figur 25. Her kan man se at noe av sola går bort på begge sider av horisonten. Både på morgenen og på ettermiddagen. Dette er dog ganske lite, og mye av det blir borte blir uansett bak panelets 180 graders «synsfelt» som er markert med blå streker på figuren. Det figuren illustrerer godt er hvor mye av solen som bli blokkert i månedene november til januar. Her er så godt som all sol fraværende. Dette er årsaken til at lagringsbehovet ble høyere enn først antatt. Horisonten er likevel tilfredsstillende for dette prosjektet.



Figur 25. Horisonten plottet i PVsyst.

5.3.2 Albedo

Albedo er betegnelsen på andelen lys som reflekteres fra en flate, eller et materiale. Denne refleksjonen er viktig i solcellesammenheng fordi dette lyset også omdannes til elektrisitet i cellene. Denne ekstra innstrålingen er viktig å ta høyde for i energiberegningene. Albedoen kan variere fra 0 til 1 og beskriver også hvor mye energi som absorberes. I fotovoltaisk sammenheng er den reflekterte strålingen mest interessant. En ideelt hvit overflate reflekterer 100 % av sollyset, altså en albedo på 1,0, mens en ideelt svart flate reflekterer 0 % av lyset.


Tabell 10. Albedo for forskjellig overflater [33] [34].

Overflate	Detaljer	Albedo
Jord	Mørk og våt	0,05 –
	Lys og tørr	0,40
Sand		0,15 – 0,45
Gress	Langt	0,16 – 0,26
	Kort	
Dyrket mark		0,18 – 0,25
Tundra		0,18 – 0,25
Skog	Løvskog	0,15 – 0,20
	Barskog	0,05 – 0,15
Vann	Lav senit vinkel	0,03 – 0,10
	Stor senit vinkel	0,10 – 1,00
Snø	Gammel	0,40 –
	Nysnø	0,95
Is	Sjøis	0,30 – 0,45
	Isbre	0,20 – 0,40
Skyer	Tykk	0,60 – 0,90
	Tynne	0,30 – 0,50

Som vist i Tabell 10 er det stor forskjell på albedoen på overflater som naturlig ligger i nærheten av solcelleanlegg. Anlegget ved Kjøladalstunnelen ligger i vannkanten, og albedoen til vann blir derfor riktig for store deler av året. Om vinteren vil det ligge noe snø og is i området, men fjorden vil ikke totalt islegges. Albedoen om vinteren vil derfor bli noe høyere enn for sommeren.

Som figuren viser er det store variasjoner i albedoen til både vann og snø. Albedoen til snø bestemmes av alderen til snøen. Nysnø er renere og har en høyere albedo. På grunn av den korte avstanden til veien må man anta at snøen har flere svarte partikler en gjennomsnittlig, og dermed lavere albedo. Variasjonene i albedoen til vann styres av lovene for refleksjon og refraksjon i overgangen mellom materialer. Ved lav vinkel er refleksjonen høy. Ved høy vinkel vil større deler av lyset absorberes av vannet.

Skjermdumpen fra PVsyst viser den valgte albedoen for Kjøladalsanlegget. Da det ikke er foretatt noen målinger ble en tilnærmet verdi basert på referanseverdier for de omkringliggende overflatene valgt. Den valgte albedoen for hver måned vises i figuren under.

Albedo values 

Monthly values

Jan.	0.50	July	0.20
Feb.	0.50	Aug.	0.20
Mar.	0.50	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.50

Set a common value

Common value

(Default: albedo = 0.2)


Set

Usual values for albedo

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galavanised stee	0.08

Figur 26. Valgt albedo for simuleringen av Kjøladalstunnelen. Skjermdump fra PVsyst v6.2.

Det ble også gjort simuleringer for et identisk anlegg plassert på en lokasjon med betydelig bedre solforhold. I denne simuleringen ble det antatt at det fiktive anlegget ville bli plassert slik at området rundt var dominert av gress på sommerstid og relativt ny snø på vintertid. Albedoen ble satt slik som vist i Figur 27.

Albedo values 

Monthly values

Jan.	0.68	July	0.20
Feb.	0.68	Aug.	0.20
Mar.	0.68	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.68

Set a common value

Common value

(Default: albedo = 0.2)

Set

Usual values for albedo

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galavanised stee	0.08

Figur 27. Albedoen for det fiktive scenarioriet i Grimstad. Skjermdump PVsyst v6.2.

5.3.3 Solinnstråling

Data for solinnstråling er i Norge en sjelden ressurs. For nøyaktig å kunne beregne solcellenes produksjon må man vite hvordan solforholdene er fra time til time, og i løpet av et år. Simuleringsprogrammet PVsyst tilbyr forskjellige kilder og metoder for å beregne solinnstrålingen for en geografisk posisjon. Hvilke kilder som er tilgjengelig er forskjellig fra land til land. I Norge er valgene å bruke Meteororm- eller satellittdata generert av programmet, eller manuell input av data fra andre kilder. Meteorologisk data er ofte en kostbar ressurs.

Meteororm dataen er basert på over 1200 målestasjoner i verden. Dataen fra målestasjonene er gjennomsnittlig månedlig verdier fra årene 1961-1990 (1981-2000 for noen lokasjoner). Programmet Meteororm, innebygget i PVsyst, beregner en månedlig gjennomsnittsverdi for enhver global posisjon ved å interpolere, typisk fra de tre nærmeste stasjonene. Høyde over havet og regional topologi blir tatt med i beregningene. For områder med dårlig topografisk data kan satellittdata bli benyttet. En syntetisk dataserie for time for time blir så generert ved hjelp av stokastiske modeller. Beregnet solinnstråling fra Meteororm er ofte noe konservativ [34].

For Kjøladal var det andre valget satellittdata fra NASA-SSE (Surface Meteorology and Solar Energy program). Denne dataen er månedlig, gjennomsnittlig verdi målt med satellitt i perioden 1983-2005. Dataen har en geografisk oppløsning på $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ (omtrent $111 \text{ km} \times 56 \text{ km}$ for denne breddegraden). Dataen for en celle kan ikke sies å være representativ for ett punkt, men som et gjennomsnitt over området. SSE dataen stammer fra en rekke anerkjente databaser inkludert Goddard Earth Observing Systems (GEOS-1), the International Satellite Cloud Climatology Project (ISCCP D-1), the Geostationary and Polar Satellites for Environmental Observation (GOES og POES), the European Geostationary satellite Meteosat med flere. Basert på målinger fra bakke-stasjoner estimerer NASA at RMS feilen for månedlige verdier er 13-16 % og mean bias error (MBE) ligger mellom -2,0 % og 0,7 % [34] [35]. Dataen fra NASA-SSE er derfor sannsynlig vis noe konservativ.

Forskjellene i solinnstrålingsdataen vises i Figur 28. Verdiene fra NASA-SSE ligger jevnt noe over verdiene fra Meteororm. Forskjellen på den årlige innstrålingen er 6,58 %.

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s		Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	6.5	5.5	2.4	6.00	January	9.6	7.4	-3.4	
February	20.5	14.8	2.2	6.07	February	24.1	16.5	-3.4	
March	52.3	35.6	3.4	5.39	March	56.7	37.5	-1.4	
April	88.8	57.0	6.7	4.85	April	92.4	57.9	2.3	
May	135.2	78.9	9.7	4.86	May	132.4	80.0	7.2	
June	150.5	78.1	12.6	4.82	June	143.4	81.6	10.8	
July	134.2	84.3	14.8	4.28	July	142.9	80.3	12.8	
August	100.8	59.7	15.9	4.65	August	115.3	67.6	12.3	
September	58.1	32.1	13.1	5.31	September	70.8	42.0	8.4	
October	32.0	20.8	9.0	5.85	October	36.6	23.6	4.7	
November	11.1	8.6	5.3	5.99	November	15.3	10.8	0.4	
December	4.2	3.3	2.7	5.74	December	7.1	5.3	-2.3	
Year	794.3	478.7	8.1	5.3	Year	846.6	510.5	4.0	

Figur 28. Solinnstrålingsdata for Kjøladalstunnelen for henholdsvis Meteororm (til venstre) og NASA-SSE (til høyre). Skjermdump av PVsyst.

For å avgjøre valg av kilde til innstrålingsdataen ble den sammenlignet med dataen European Joint Research Centre sitt Photovoltaic Geographical Information System. JRC-PVGIS har som misjon å gjøre data for solressurser i Europa tilgjengelig for offentligheten for å forenkle prosessen med planlegging av solcelleanlegg. Databasen er basert på målinger fra bakkestasjoner foretatt av mange forskjellige organisasjoner i flere land. Denne dataen er gjennomgått og dårlige måleserier er luket ut. MBE er beregnet til 8,9 Wh/m² (0,3%) og root mean square error (RMSE) til 118 Wh/m² (3,7%) [36]. Denne dataen er derfor mye mer nøyaktig enn NASA-SSE dataen. I Skandinavia er det ingen høyereliggende målestasjoner, slik at sikkerheten ved interpolering for høytliggende lokasjoner er dårligere enn for nede i dalene [37]. Dette har ingen betydning for Kjøladalen da området ligger ved havnivå.

Tabell 11. Solinnstrålingsdata for Kjøladalstunnelen beregnet av JRC-PVGIS [38].

Måned	H _d [kWh/m ²]	H _m [kWh/m ²]
Jan	0,21	6,56
Feb	0,67	18,9
Mar	1,62	50,2
Apr	3,03	90,8
Mai	4,28	133
Jun	4,92	148
Jul	4,45	138
Aug	3,24	101
Sep	1,96	58,9
Okt	0,89	27,7
Nov	0,28	8,30
Des	0,15	4,59
Årlig gjennomsnitt	2,15	65,4
Totalt år	785	

I Tabell 11 er H_d gjennomsnittlig daglig sum og global solinnstråling per kvadratmeter. H_m er gjennomsnittlig sum av global innstråling per kvadratmeter per måned. Den årlige solinnstrålingen på 785 kWh/m². Dette sammenfaller veldig godt med verdien på dataen fra Meteonorm, med et avvik i den årlige solinnstrålingen på bare -1,17 %.

Basert på denne informasjonen ble det besluttet at dataen fra Meteonorm benyttes i simuleringen i PVsystem.

5.3.4 Spesifikke tap

Simuleringene beregner en rekke forskjellige mindre tap i systemet. Herunder Ohmske tap i ledningene, mismatch og kvalitetstap, tilsmussingstap, termiske tap, og IAM tap.

De Ohmske tapene i tunnelen er i PVsystem som standard satt til 1,5 % ved STC. Dette tapet oppfører seg kvadratisk relativ til systemstrømmen ($P_{\text{loss}} = R \times I^2$). Den kan derfor ikke enkelt beregnes ut ifra antall meter kabel i systemet, og inngår derfor i de mer kompliserte beregningene til simuleringsprogrammet. Tapene er mye lavere ved normal drift enn ved STC (omtrent halvparten i mellom-europeisk klima) [34]. En spesifikk motstand i systemet kan i

PVsyst beregnes hvis man vet antall meter kabel og tverrsnittet på disse. Det ble vurdert slik at standardverdien var hensiktsmessig å bruke da informasjonen om kablingen i anlegget ikke er tilgjengelig før det oppføres.

Mismatch og kvalitetstap er tap som kommer av variasjoner fra modul til modul. Selv om produsentene tilstreber at alle modulene skal ha like egenskaper vil det alltid være noe variasjoner i karakteristiske egenskaper som V_{oc} , P_{mpp} og I_{sc} . Parameterne opptrer Gaussisk i sin statistiske distribusjon [34].

5.4 Kostnadsoptimering

Et kompromiss er nødvendig for å finne en løsning som både tar vare på prosjektets intensjoner, samtidig som det er økonomisk gjennomførbart. Store batteripakker gir en høyere andel solenergi, men er kostbart. Store arealer med solceller gjør mye av batteriene overflødige, mens arealbeslag og pris blir høy. Den billigste løsningen med hensyn til investeringskostnader er strøm levert av en generator.

Det er også viktig å se på de langsiktige kostnadene sammenlignet med investeringskostnadene. Det er selvfølgelig ønskelig med lave total kostnader (kr/kWh). Men prosjektet har også et tak for investeringskostnader som legger begrensninger. For prosjektets intensjon er det ønskelig med et anlegg hvor solcellene har hovedfokus. Videre i dette avsnittet vil beregningene som ligger til grunn for de valgene som er gjort presenteres.

Tabell 12. Forskjellige dimensjoner på anlegget ved varierende dekningsgrad av solenergi.

Ved en effekt tilsvarende leverandør 1 sitt forslag på 17,6 kW

25 % + 10%

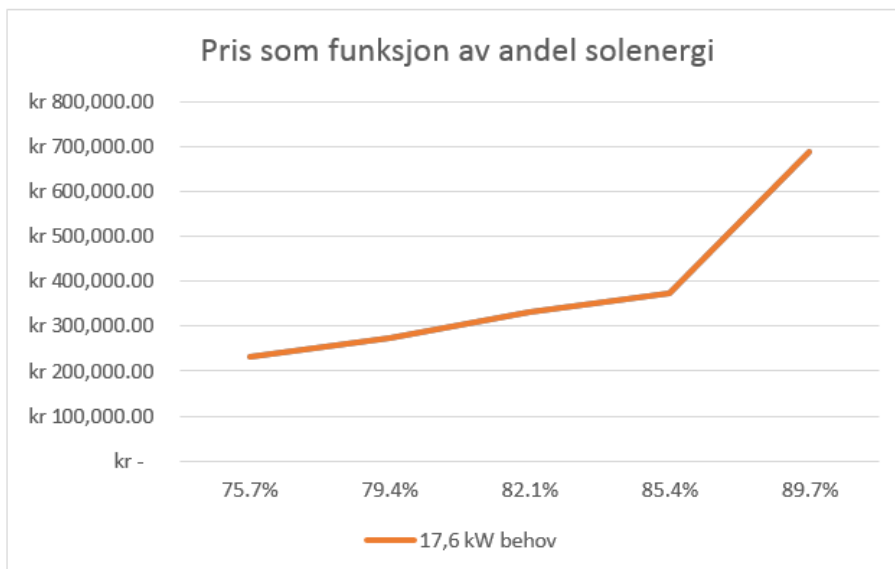
Effekt	Moduler	Batterier	Pris sol + batt	Solandel	Areal	Pris kompl. System	Inkl. MVA og frakt
11.55	42	24	kr 185,358.00	75.7%	66.9	kr 232,682.15	kr 314,120.90
13.2	48	32	kr 226,184.00	79.4%	76.5	kr 275,052.60	kr 371,321.01
18.1	66	24	kr 248,238.00	82.1%	105	kr 331,280.30	kr 447,228.41
19.8	72	32	kr 289,064.00	85.4%	115	kr 374,294.40	kr 505,297.44
31.4	114	96	kr 599,952.00	89.7%	182	kr 689,091.20	kr 930,273.12

Ved bruk av motlysarmaturer med en effekt på 10 kW

25 % + 10%

Effekt	Moduler	Batterier	Pris sol + batt	Solandel	Areal	Pris kompl. System	Inkl. MVA og frakt
11.55	42	24	kr 185,358.00	81.0%	66.9	kr 232,682.15	kr 314,120.90
13.2	48	32	kr 226,184.00	85.0%	76.5	kr 275,052.60	kr 371,321.01
18.1	66	24	kr 248,238.00	86.3%	105	kr 331,280.30	kr 447,228.41
19.8	72	32	kr 289,064.00	86.6%	115	kr 374,294.40	kr 505,297.44
31.4	114	96	kr 599,952.00	89.5%	182	kr 689,091.20	kr 930,273.12

Tabell 12 viser resultater av simuleringer for anlegg av varierende størrelse. Ønsket om å ha så stor andel solenergi som mulig balanseres av de økonomiske aspektene. Det er derfor nødvendig å se på hvilket anlegg som gir mest mulig for pengene. Kostnadene er beregnet fra priser oppgitt av leverandør. På grunn av at bestillingen av anlegget ble utsatt på grunn av forsinkelser som oppstod i prosjektet foreligger det ikke pris på kostnadene for frakt og tollavgift. Dette ble derfor kun beregnet som en prosentsats som gir en noenlunde ide om den endelige prisen. Prisen uten moms og frakt er grunnlag for valg av anlegg.



Figur 29. Andel energi levert av solcellene som en funksjon av investeringskostnader (komplett system). Resten av energibehovet dekkes av dieselaggregat med biodrivstoff.

Kurven for investeringskostnad som en funksjon av andel solenergi i systemet får en knekk rundt 85 %. Dette er punktet hvor nyttigheten av å øke antall solcellepaneler forsvinner. Ved Kjøladalstunnelen er det, på grunn av horisontens utforming, permanent skygge i et par måneder på vinteren. Å tilføre anlegget flere solceller etter dette punktet vil derfor være bortkastet. For å få en høyere solandel må derfor dyre batterier brukes til å langtidslagre energien fra høsten til de tre vintermånedene. Dette er veldig fordyrende og er en løsning som er utelukket i dette prosjektet. Dette legger begrensninger på hvor stor energiandel som kan leveres fra solcellene.

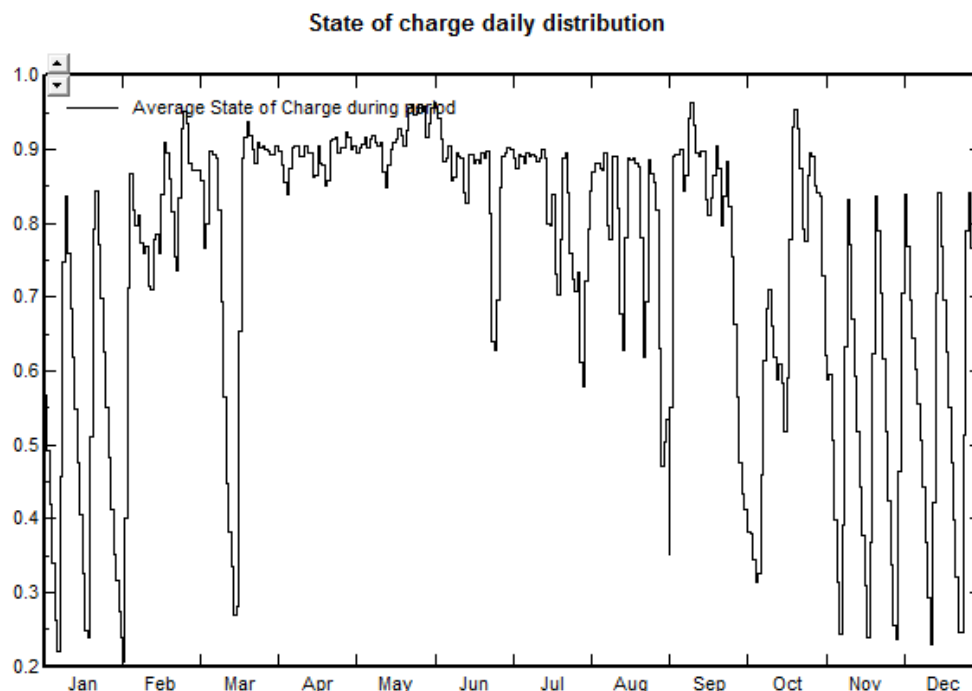
Optimeringen av anlegget går mye ut på å velge en balanse mellom antall batterier og antall solceller da disse begge bidrar til å øke andelen solenergi i systemet. Det er likevel slik at batteriene ikke bidrar like mye per krone som hva solcellene gjør. Unntaket er som nevnt etter solfaktor på ca. 85 %. Simuleringene viste at det kun var lønnsomt med en liten andel batterier. En viss størrelse på energilageret vil glatte ut produksjonskurven til solcellene på dagsbasis. De vil også bidra til å lagre energi til flere solløse dager på rad. Utover dette vil batteriene være ganske overflødige.

5.5 Solceller

Det har i denne oppgaven ikke blitt tatt noe standpunkt til hvilke solceller som burde benyttes. Grunnen til dette er at det finnes utallige produsenter, leverandører og modeller. Konkurransen på solceller har blitt så god at de fleste produsentene kan levere tilnærmet like gode produkter til omtrent samme pris. De fleste produsentene har også samme garanti på modulene sine, slik at det er vanskelig å si noe om produksjonskvaliteten. På grunn av den enorme mengden modeller er det vanskelig å støtte seg til tester da disse bare tar for seg noen få modeller av gangen. Det jobbes dog med en «crowdsourcing» løsning hvor hver enkelt eiere av solceller kan gi tilbakemelding på kvaliteten til sine moduler. Dette gir en kvantitativ kontroll av mange produsenter og modeller, selv om kvaliteten på denne dataen er noe diskutabel.

5.6 Energilagring og generator

Energilagring er helt nødvendig for å dekke differansen mellom produsert strøm og effektbehov. Solceller produserer strøm når det er lys, og kun når det er lys. Det betyr at energien som skal brukes mellom de solrike dagene må lagres. Lagringsbehovet for en natt eller 2-3 dager uten sol er ikke så vesentlig. Den store kostnaden kommer ved lagring av energi til de solfattige vintermånedene. I desember og januar er solinnstrålingen minimal. Til tross for en mye lavere trafikkmengde, og dermed lavere energibehov, om vinteren vil solcellene måtte overdimensjoneres voldsomt for å kunne produsere tilstrekkelig. Utforming av anlegget krever derfor en balanse mellom antall solcellemoduler og antall batterier.



Figur 30. Ladenivå i batteripakken til Kjøladalssanlegget.

Ladenivået til batteriene vises i Figur 30. Om sommeren er batteriene stort sett fulladet, med noen mindre variasjoner fra dag til dag. I perioden fra starten av november til slutten av januar ser man tydelig hvordan bidraget fra solceller er minimalt, og at det er generatoren som lader batteriene. Den taggete, forutsigbare kurven viser at batteriene går nesten tomme før generatoren startes opp og batteriene fullades. Grensen for hvilket nivå generatoren skal aktiveres kan reguleres med styringsenheten for generatoren. Det vil være fordelaktig å ha en jevnere kurve for ladenivå både fordi batteriene helst ikke skal ha en syklus med store variasjoner i ladenivået, og fordi generatoren slipper å kjøre i lange perioder. Her ligger det selvfølgelig en balanse man må prøve å finne. Størrelsen på batteripakken bestemmes på grunnlag av simuleringsresultatene beskrevet i kapittel 7.

Typen batterier som må benyttes er forseglede batterier. Dette er fordi at disse ikke frigir gasser som kan utgjøre en helsefare i det lukkede huset batteriene plasseres i.

Som supplerende energikilde er en generator som går på biogass det beste alternativet. Biogass er tilgjengelig i området og har egenskaper som gjør den egnet til bruk i dette prosjektet. Biodiesel er vist å ha egenskaper som gjør den uegnet til dette bruksområdet. Bruk av biodiesel vil kreve at den kan lagres på et oppvarmet område, og at generatoren har funksjon for å forvarme drivstoffet. Kuldeegenskapene til bioetanol er også for dårlige.

Det er ikke være behov for en spesielt stor generator. De mindre generatorene på markedet er 1 - 1,5 kW, som er tilstrekkelig for å dekke det gjennomsnittlige energibehovet på 14,5 kWh/dag.

Lagring av drivstoff er underlagt forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen [39]. § 6 sier at man i garasje, utvendig bod, båthus eller lignende kan lagre:

- Inntil 90 liter brannfarlig gass kategori I og II (bl.a. biogass)
- Inntil 50 liter brannfarlig væske kategori I og II (bl.a. bioetanol)

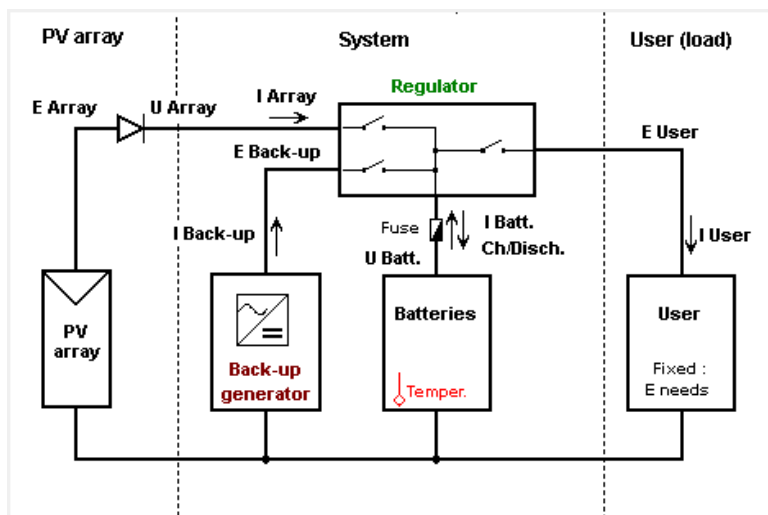
Utover disse mengdene er det meldeplikt til Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap hvis mengdene overskrider følgende:

Tabell 13. Meldegrensene for noen brennbare stoffer [39].

Stoffgruppe	Mengde	Eksempel på stoff
Brannfarlig gass kategori 1 og 2	400 liter	LPG (propan, butan eller blandinger av disse) Hydrogen LNG (flytende naturgass) Biogass Acetylen
Brannfarlig væske kategori 1 og 2	6 000 liter	Metanol Etanol Bensin
Diesel og fyringsoljer	100 000 liter	Diesel, gassolje og lett fyringsolje

5.7 Konvertering og styring av energiforsyningen

Et stand-alone anlegg inneholder en rekke forskjellige komponenter som sørger for at dc strømmen produsert i solcellene leveres som ac strøm når energibehovet melder seg. For dette anlegget inkluderer det solceller, batterier, sinus vekselretter(e), en kontrollenhet og en overvåkingsenhet for batteriene, generator, startenhet for generator, jord-feil vern, lysbue vern, en vekselretter kontrollenhet, kabler, koblinger, brytere, sikringer, og overspenningsvern for å nevne det viktigste. I tillegg kommer alle komponentene som skal til for den praktiske gjennomføringen. En forklaring av funksjonene og behovet for disse komponentene følger.



Figur 31. Kablingsskjema for noen av komponentene til et AC system. Skjermdump fra PVsystem.

Solcellepanelene kobles via brytere og overspenningsvern til vekselretteren. Den bestemmer så om likestrømmen konverteres til vekselstrøm for bruk i lasten eller om den skal lade batteriene. Batteriene lades med en kontrollenhet for ladning som regulerer spenningen. Den styrer også MPPT, som beskrevet i 3.1.1. Kontrolleren har innebygget jord-feil vern og lysbue-feil vern. Vekselretteren konverterer strøm fra solcellene eller batteriene etter behov. Spenningen transformeres opp til ønsket nivå, i dette tilfellet opp til 230 V ac.

Som beskrevet i avsnitt 3.1.1 er utformingen av konverteringsystemet viktig for et solcelleanlegg. Spenningen i systemet varierer med solforholdene og temperatur. Riktig valg av omformer er derfor viktig. Som tidligere forklart er det fordelaktig med flere vekselrettere i parallell. Disse leveres gjerne i ferdige pakker. Omformerne opererer i parallell og er således modulære med hensyn på effekt. De fleste av komponentene er å få i ferdig sammensatte paneler, slik som vist i Figur 32.



Figur 32. Et panel med fire vekselrettere, en router, avleser for batterier og overspenningsvern [40].

Størrelsen på vekselretterene, P_{nom} , bestemmes av den maksimale effekten solcellene kan forventes å levere. Minimum og maksimum nominelt spenningsnivå vil også måtte kunne dekke behovet som oppstår i solcelleanlegget. Størrelsen og antallet invertere bestemmes av leverandøren etter at man har valgt hvilke moduler som skal brukes, og deres spenningskarakteristikker. Det er vanlig å underdimensjonere vekselretterene i forhold til den nominelle effekten i solcellene. Solcellene produserer sjeldent, eller aldri så høy effekt. På grunn av at kurven for virkningsgrad i omformeren ikke er helt lineære er det en fordel at den maksimale effekten matches mot den høyeste effekten faktisk produsert i solcellene. Den nominelle effekten til solcellene er oppgitt for STC, altså en solinnstråling på 1000 W/m^2 og en temperatur på $25 \text{ }^\circ\text{C}$. I Norge vil den reelle verdien ligge under dette hele året. Det er derfor normalt å underdimensjonere omformeren mellom 20 og 26 % avhengig av geografisk lokasjon. For Norden er den veiledende normen være 26 % [41].

For energianlegget til Kjøladalstunnelen er det også behov for å supplere med et generatoraggregat. Som vist i Figur 31 styres aggregatet av en automatisk kontrollenhet som starter og stopper den ettersom ladenivået på batteriet går over og under

forhåndsprogrammert nivå. Automatisk drift krever en generator som har en selv-start/stop funksjon. Styringsenheten for generatoren inneholder gjerne funksjoner som angir spenning, temperatur, driftstid og stille-tid.



Figur 33. En stand alone styringsenhet for generatoren og en biogass generator med elektrisk start-funksjon [42].

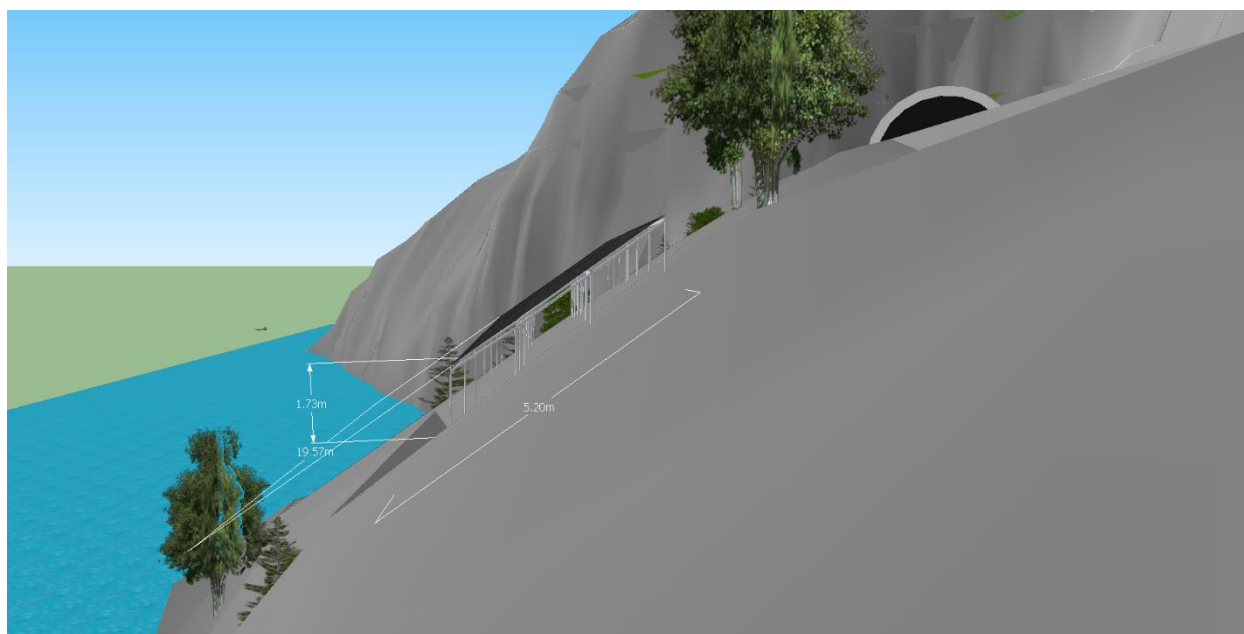
Regulering av lasten skjer ved hjelp av kontrollanlegget til belysningen, levert av leverandøren av armaturer.

6 Installasjon

6.1 Plassering og montering

6.1.1 Solcellene

Solcellemodulene monteres samlet på én enkelt flate for å minimere arealbeslaget i terrenget. Flaten blir plassert i skråningen nedenfor veien for å skjules best mulig. Denne skråningen ble ansett som best egnet da hellingen var tilnærmet vinkelen på modulene. Beliggenheten rett nedenfor veien gjør den også lett tilgjengelig for personell og utstyr. Dette er viktig for å holde kostnadene til installeringen nede.



Figur 34. Flaten med solceller sett fra siden (øst).

Det finnes forskjellige løsninger for stativ og festeordninger. De mest brukte er stativer eller stolper. Stativene er modulære og bygges opp av prefabrikkerte elementer. Denne metoden gir en billig og enkel installasjon som kan gjennomføres raskt. Stativet festes i betong fundament, eller med ballastenheter hvis det skal plasseres på taket av en bygning. Hver modul kan også installeres på individuelt eller gruppevis på toppen av stolper. Solcellene skal plasseres i en skråning hvor underlaget er store steiner (steinrøys, 10-100 cm anslagsvis). Et stativbasert monteringsystem kan støpes fast i noen punkter og bli holdt nede av vekten på

steinene og fundamenteringen. Moduler monterte på stolper vil ikke gi tilstrekkelig veltestabilitet med mindre det borres dype hull. Det vurderes slik at en stativløsning er mer praktisk for denne plassen, da det vil gi et mer rigid system. Vinkelen på solcellene kan også enkelt justeres ved å øke lengden på de bakre stolpene. For stolpe monterte moduler må hver stolpe forlenges i en kaskade bakover.

Festeanordningen må dimensjoneres etter lokale snø- og vindforhold. Flere av produsentene for solcellestativer har beregningsverktøy som dimensjonerer anlegget ut ifra lokale forhold. For å demonstrere hvordan et slikt stativ ser ut er beregningsmodellen Design Assistant™ [43] til produsenten IronRidge benyttet. For Hjelmeland kommune er maksimal karakteristisk snølast opptil 150 moh 1,5 kN/m² [44]. Det vil si en dimensjonerende last på 153 kg/m² (31,34 p/sf). Den dimensjonerende vindhastigheten antas å ikke overskride styrke sterk storm (32,5 m/s). Det tilsvarer en vindhastighet på 117 km/h.



Figur 35. Festestativ til solcellemodulene [43].

Kostnadene for et slikt stativ er rundt kr 29.000 (eks. frakt og mva.). Se vedlegg A for regnestykket. Stativet vil kunne installeres uten noe behov for spesialkompetanse. Et slikt stativ vil ha en tilstrekkelig mekanisk styrke til å tåle de dimensjonerende lastene.

6.1.2 Energilager og tekniske komponenter

Utover solcellene vil de andre komponentene i anlegget plasseres i et teknisk hus ved den østlige inngangen til tunnelen. Av økonomiske grunner er et gammelt trafokiosk valgt til å huse

de tekniske installasjonene. Den vil beskytte kraftelektronikken, batterier, sikringer, drivstoff, kabler og måleutstyr fra vær og vind. Den vil også kunne låses slik at komponentene er bedre sikret mot tyveri og hæverk. Trafokiosken er ca. 2x3 m og plasseres lett tilgjengelig for inspeksjon og vedlikehold.

Generatoren plasseres utenfor kiosken slik at tilgang på luft til forbrenningen, og avgasser i eksosen ikke skaper problemer inne i kiosken. Denne er tenkt å settes inn i en kasse slik at den ikke er eksponert mot regn og snø, og at den ikke blir tuklet med av uvedkommende. Som beskrevet i avsnitt 5.7 blir likeretterne, regulatorene, vern og brytere montert på en bakplate som henges på veggen inne i trafokiosken. Batteripakken stables på hyller med tilstrekkelig mellomrom slik at varmeutvikling ikke blir et problem. Det er også mulig å kjøpe skap egnet til batterier. Da får man anledning til å låse de inn i tillegg til at berøringsfaren inne i en trang trafokiosk begrenses.



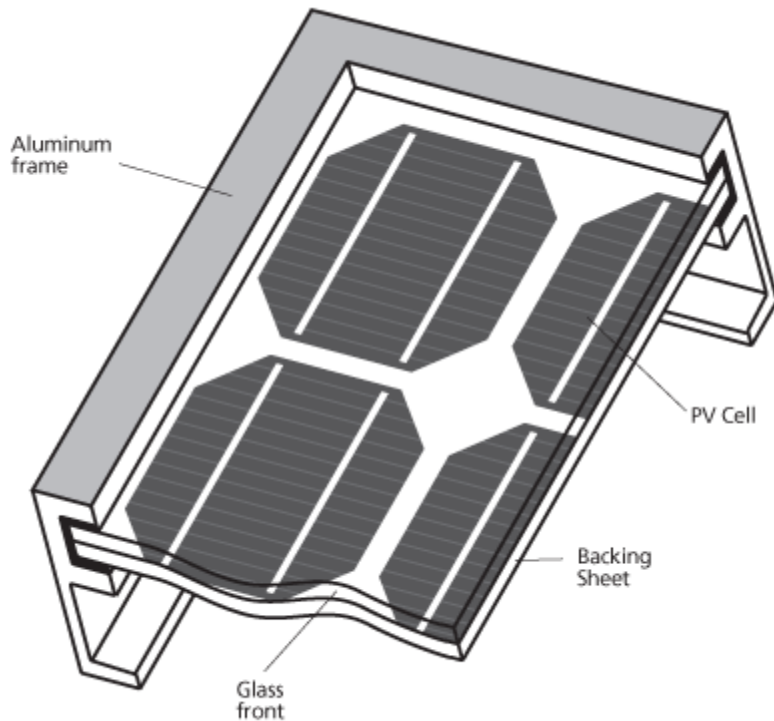
Figur 36. Skap til batterier. Bilde hentet fra [45].

6.2 Driftssikkerhet

Det er viktig å kartlegge driftssikkerheten til solceller og øvrige komponenter for å kunne vite noe om tilbakebetalingstiden. For off-grid systemer er det også viktig at solcellene kan levere dimensjonert energimengde gjennom levetiden til anlegget. Foringelse av ytelsen til solcellene og batteriene må fastsettes for å kunne gi en riktig beregning av anleggets ytelse 5, 10, eller 20 år frem i tid.

6.2.1 Solceller

Solceller regnes i utgangspunktet som robuste enheter med veldig lang levetid. Modulene har ingen bevegelige deler som utsettes for mekanisk slitasje, og er i så måte tilnærmet vedlikeholdsfrie. Et solcellepanel består av flere fotovoltaiske celler montert på en bakplate. Solcellene dekkes av et gjennomsiktig materiale (etylen vinyl acetat, EVA) som beskytter mot vann og slag. Det hele rammes inn av en aluminiums ramme som forsegles slik at vann ikke trenger inn.

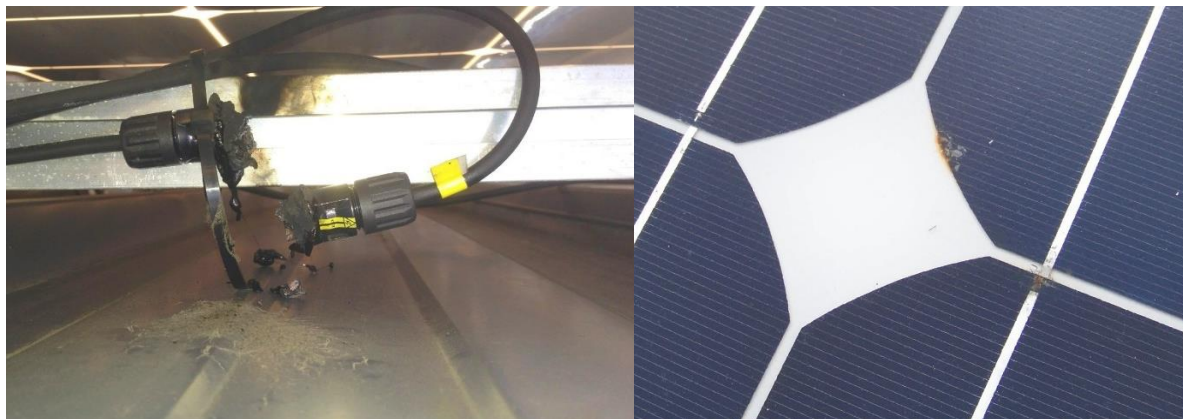


Figur 37. Oppbyggingen av en solcellemodul [46].

Hovedårsakene til at solcellemoduler blir ødelagt er at glasset går i stykker, eller at elektriske koblinger smelter. Hvis dette skjer må modulene byttes ut. Glasset kan knuse på grunn av eksterne hendelser som for eksempel skade under transport, av hagl eller ved hærverk. Knust glass vil føre til at vann siger inn i modulen, som igjen vil resultere i økt korrosjon og totalhavari. Korrosjon av lederne inne i modulen kan føre til økt motstand og dermed fare for brann og svidde flekker. Et knust glass vil for øvrig gjøre solinnstrålingen til cellene lavere.

Delaminering kan også oppstå i EVA glasset. Under produksjonsprosessen lamineres komposittene under strenge krav til temperatur og tid for å forsikre om at EVAen herder korrekt. Feil produksjons parametere eller materialer med utilstrekkelig kvalitet kan føre til delaminering. Lagene i lamineringen løsner fra hverandre og danner hulrom. Slike skader blir lett synlig da glasset ikke lenger er transparent. Delaminering kan også føre til inntrenging av vann, og defekte moduler må derfor byttes ut.

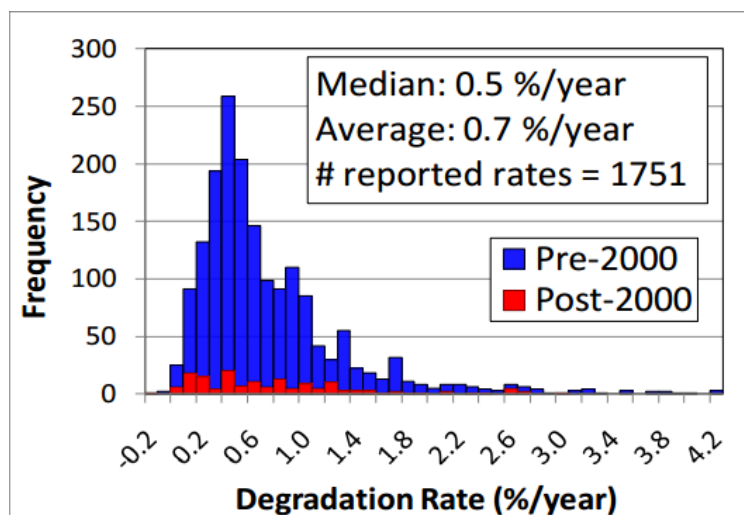
Koblinger og ledninger av lav kvalitet kan føre til problemer under montering, spesielt ved lav temperatur. Ved kulde er kablene mer utsatt for mekanisk stress. Hvis koblingene ikke gir tilstrekkelig kontakt kan det også oppstå gnister, som kan resultere i brann.



Figur 38. Skader som kan oppstå på modulene [47]. Til venstre en smeltet kobling og til høyre en modul med brennmerker etter lokal varmeutvikling.

Paneler på markedet i dag har typisk en produktgaranti på 10 år. Alle seriøse produsenter opererer også med en garanti for maksimal forringelse av ytelse. Standarden har tidligere vært 90 % ytelse etter 10 år og 80 % ytelse etter 25 år. Ettersom erfaringen med solceller og forskning på ytelsestap har blitt større har flere av produsentene valgt å gå over til en mer

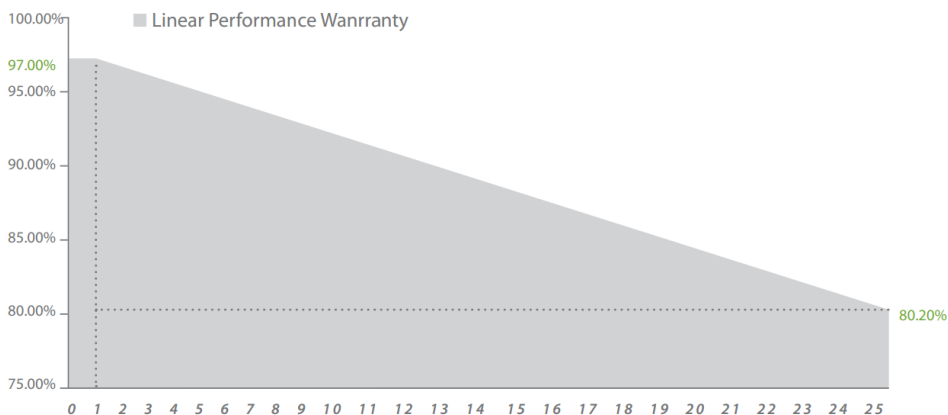
lineær ytelseskurve i sin garanti. Reis *et al.* undersøkte 192 mono-Si moduler etter 11 år med eksponering mot vær og fant en gjennomsnittlig degradasjon på 0,4 %/år [48]. Mesteparten av tapene ble registrert i kortslutningsstrømmen I_{sc} [48] [49]. Figur 39 viser resultatene av en analyse av data fra flere tusen moduler satt sammen fra mange forskningsrapporter. Figuren viser en gjennomsnittlig degradasjon på 0,7 %/år. Det er likevel verdt å merke seg funnene til Hedström og Palmblad fra et anlegg i Sverige. Etter 25 års eksponering var gjennomsnittlig forringelse på de 20 modulene som ble undersøkt oppsiktsvekkende lave 0,17 %/år [50].



Figur 39. Histogram for gjennomsnittlig og median degradasjons rate [51].

Forringelsen av ytelsen er todelt. Ved eksponering til miljø vil det i starten være en rask degradasjon når oksygen trenger inn i Si-koblingene, mens det videre skjer en jevn forringelse på grunn av eksponering mot UV-stråling [49]. Morita *et al.* fant at dette førte til økt serie motstand som er den direkte årsaken til degradasjonen [52]. Denne forskningen har ført til en økt kunnskap om hvordan man kan forvente at solcellenes ytelse forringes. Dette ser man nå reflekserjonen av når produsentene av modulene kappes om å tilby best mulig garanti.

Extended product warranty	10 years
Output decline 3%/year performance P_{mpp} (STC)	1 st year
Output decline 0.7%/year performance P_{mpp} (STC)	2 nd ~ 25 th years



Figur 40. Garantien til Astronergy CHSM6612P moduler [53].

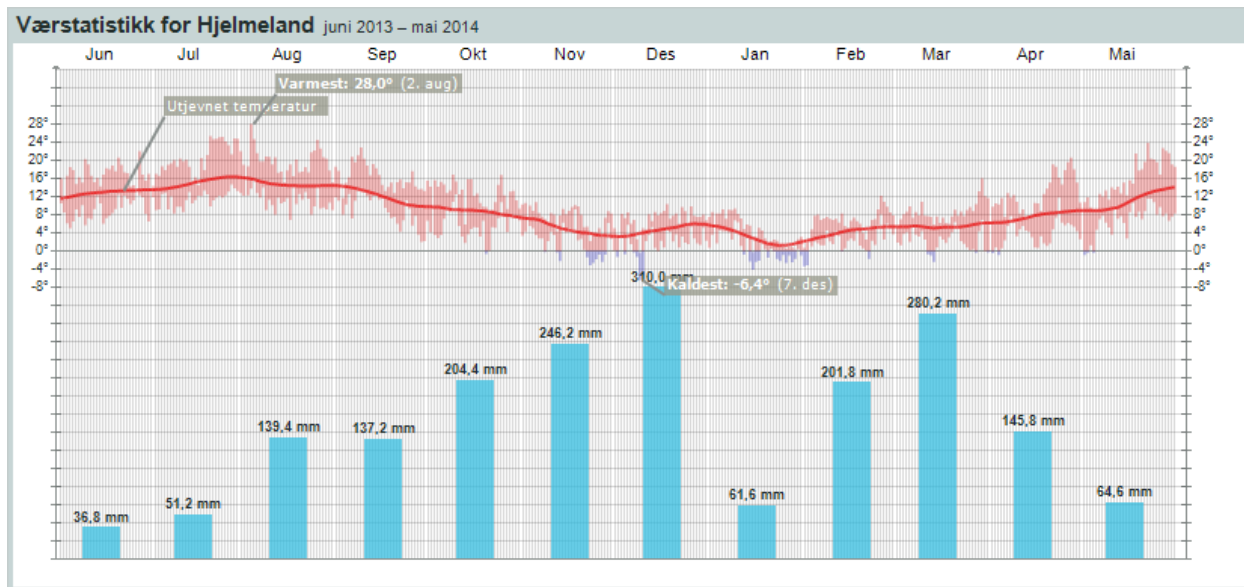
Quintana *et al.* dokumenterte i 2000 en stor forskjell mellom forringelsen av enkelte moduler og hele systemer. Over en 20-års periode var degradasjonen kun 0.5 %/år for modulene, mens det for hele systemet var 2.5 %/år [54]. Dette skyldes BOS effekten (balance of system) som omfatter alle tap som ikke kan tilskrives solcellene. Dette dekker alle komponentene som er mellom solcellene og lasten. Skitt som løv, jord og støv på panelene får også deler av ansvaret.

6.2.2 Snøproblemer

Som tidligere beskrevet kan snø skape problemer for solcelleanlegg. Hvis selv en liten del av panelet dekkes av snø kan reduksjonen i energiproduksjonen bli stor. I et eksperiment på Siemens og Astropower moduler, ble en av cellene i modulene skyggelagt 60 til 70 %. Dette ga en reduksjon i innstråling på modulene på bare 2 %, mens tapene i produksjon var 40 til 50 %. Det er derfor viktig å se på hvordan man kan forvente at snøforholdene vil påvirke anlegget.

Rimfrost kan også betydelig hemme produksjonen til solcellene. Rimfrost dannes hovedsakelig på ujevne overflater når temperaturen på overflaten er lavere enn luftas duggpunkt og under frysepunktet til vann. Rimfrost vil påvirke solcellene på samme måte som snø eller andre obstruksjoner, og hvis den blir liggende gjennom vinteren vil det få store konsekvenser. Rimfrost vil ikke blåse vekk eller gli av på samme måte som snø.

Den største fordelene i denne sammenheng er at anlegget ligger på Vestlandet, helt nede ved havet. Dette er et mildt klima med veldig lite snø som blir liggende. En annen fordel er at solcellenes bratte helning på 40 grader, kombinert med modulenes glatte overflate, gjør at snø lett sklir av.



Figur 41. Værstatistikk for Hjelmeland juni 2013 – mai 2014 [55].

Som tydelig kommer frem av værstatistikken for Hjelmeland kommune er det ingen fare for at snø på modulene vil føre til store produksjonstap. Målestasjonen for Hjelmeland ligger 43 m o. h., omtrent 9 km fra Kjøladal. Værforholdene antas derfor som sammenlignbare. Den utjevnete gjennomsnittstemperaturen ligger over frysepunktet hele året, og det var i 2013 – 2014 ytterst få dager med gjennomsnittlig temperatur under null grader. Det er derfor ikke ansett som noen risiko for at store komplikasjoner oppstår i forbindelse med snø og rimfrost. Hvis det mot formodning skulle legge seg snø på panelene vil den smelte eller skli av før nevneverdig energi har gått tapt. Energiproduksjonen i månedene med størst risiko er likevel såpass lav at et par dager med redusert produksjon ikke ville hatt en merkbar innvirkning på den årlige produksjonen.

6.2.3 Energilager, omformer og generator

De øvrige komponentene i energisystemet har en betydelig kortere levetid. Batterier er som kjent ikke evigvarende. Komponenter som generatorer som hovedsakelig består av bevegelige deler trenger også en del vedlikehold.

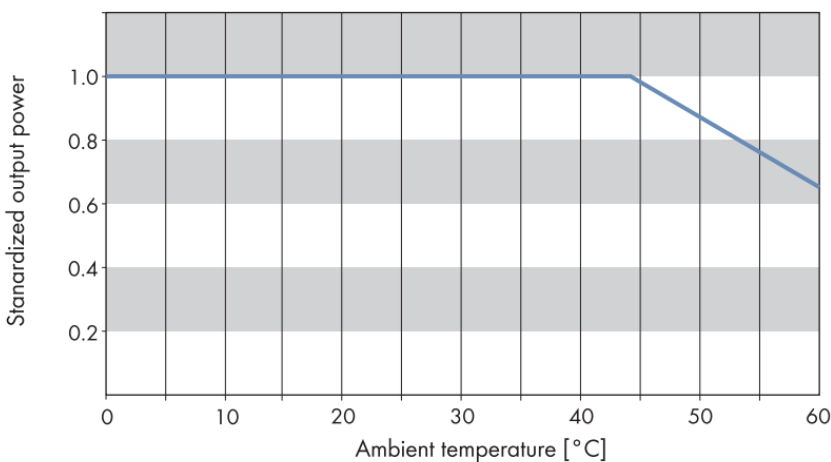
Dyp syklus batterier er spesielt designet for å tåle gjentatte ladesykluser. Det er likevel slik at hver ladesyklus tærer på batteriene. Denne forringelsen av batterienes levetid er et kompleks forhold mellom ladenivå, temperatur og tiden batteriene holder på energien. Batterienes evne til å levere en viss spenning og levetid avhenger begge av temperatur. Batteriene skal huses i et teknisk rom som ikke er isolert eller temperaturregulert. Det betyr i prinsippet at batteriene vil ha samme temperatur som utendørs. Innvirkningen dette har på batterienes evne til å lagre og levere energi vises av simuleringer gjort for Kjøladalstunnelen. To identiske anlegg er simulert med batteriene eksponert for henholdsvis ute-temperatur, og for en regulert konstant temperatur på 20 °C. Resultatene viser at batterienes levetid reduseres fra 11,5 år til 8,2 år (se vedlegg I). Dette skyldes at batterienes livstid forringes ved høyere temperatur. Tapene ble derimot redusert fra 9,6 % til 9,1 %. Reduksjonen i tap fører til at andelen solenergi i energimiksen øker med 0,4 prosentpoeng til 85,4 %. Det må merkes at batterier som er utladet kan fryse i stykker. Dette er enda en grunn til å holde batterienes ladenivå høyt.

Ladekontrolleren til batteriene sørger i stor grad for at batterisystemet opererer autonomt. Et visst oppsyn og noe vedlikehold må likevel påberegnes. En av de få vedlikeholdsoppgaven på «vedlikeholdsfrie» batterier er rengjøring av polene. Hvis støv og skit fester seg på polene vil det fremskynde korrosjon, som ødelegger ledeevnen til kontaktpunktene.

Tommelfingerregelen for driftssikkerheten til omformere er at de har en levetid på omtrent 10 år [56]. De fleste nye modellene en garanti på 5 år. Levetiden vil selvfølgelig variere og kommer an på operasjonsforhold samt vedlikehold. Faktorer som begrenser levetiden er høye indre temperaturer og høy elektrisk last. Vekselretteren har gjerne en øvre og nedre temperaturgrense for operasjon på henholdsvis -20° C og +60° C [57]. Som belyst i avsnitt 6.2.2 vil temperaturen i Kjøladal sjelden gå under null grader. Den nedre grensen ligger da godt over temperaturer man kan forvente inne i en trafokiosk. Generelt vedlikehold innebærer inspeksjon av luftinntak og kjøleanlegg, inkludert vifter. De elektriske koblingene sjekkes også.

En kontroll av om omformeren leverer som forventet vil avsløre om det er behov for reparasjoner. Hvis for eksempel en vifte i omformeren skulle være ute av drift vil temperaturen inne i den gå kraftig opp. Hvis temperaturen overskriver en gitt grense vil effekten bli begrenset for å hindre ytterligere varmeutvikling, slik som vist i Figur 42. Denne funksjonen kalles belastningsreduksjon, og vil tydelig vises hvis man sammenligner effekt inn og effekt ut. Med

denne metoden kan man også detektere mindre feil på omformeren som kanskje ikke synes ved visuell inspeksjon.



Figur 42. Eksempel på temperaturbestemt belastningsreduksjon [58].

6.3 Sikring mot tyveri og hærverk

Solcellepanelene har alene en verdi på hundretusenvís av kroner. Tyveri av solceller er et kjent fenomen som har ødelagt mange anlegg. Dette gjelder spesielt når de er plassert på avsidesliggende steder med lite oppsyn. Det er derfor viktig å gjøre tiltak for å tyverisikre anlegget. Et helt solcelleanlegg kan demonteres i løpet av noen få timer. Det ble for eksempel rapportert om tyveri fra solcelleanlegg for omtrent 50 millioner kroner [59], kun fra skoler i USA i en toårsperiode fra 2010-2012.

Så mye som mulig av delene til anlegget må derfor låses inn i teknisk hus. Det er likevel slik av anleggets natur at mesteparten av verdiene må stå ute. Flere sikkerhetstiltak må derfor vurderes. I dette prosjektet er det vurdert inngjerding, tyverisikre bolter, merking av komponentene og elektronisk tyverisikring.

Inngjerding skiller seg fra de andre tiltakene ved at dette skaper en fysisk hindring mellom anlegget og publikum. Dette gjør at tyveri og hærverk blir vanskeligere og mer tidkrevende. Denne tiden kan komme godt med hvis gjerdet kombineres med en form for varsling. Inngjerding er på den andre siden en betydelig kostnad som vil fordyre anlegget. For et anlegg plassert i en steinrøys vil det være spesielt vanskelig å sette opp ett gjerde som ikke lar seg forsere. Mellomrom mellom steinene vil gjøre at det blir mulig å komme seg under gjerdet. En løsning på dette problemet vil ytterligere fordyre anlegget. Dette er derfor sett på som en

løsning som ikke var økonomisk hensiktsmessig. Det vil ikke gi mening å bruke flere titusener av kroner for i moderat grad å beskytte verdier på et par hundre tusen kroner.

Firmaet GridLock Solar Security har utviklet et sikkerhetssystem spesielt for solcelleanlegg med en rekke funksjoner designet for å forhindre tyveri. Ved å koble en ledning til hvert av panelene i systemet dannes en elektrisk krets. Når et panel fjernes fra kretsen går strømmen i kretsen til null og systemet aktiveres. Signalet kan aktivere en alarm eller varsle en kontaktperson via landlinje-telefon eller GSM nettverket. Systemet til GridLock Solar Security kan bestå av fem separate kretser som kan dekke opptil 100 kW [59] med solcellepaneler. Systemet aktiverer også flombelysning ved utløsning. Styringsenheten kobles til energisystemet som en vanlig last. Ved standby brukes kun 2,5 Watt [60]. Et reservebatteri forsikrer mot svikt ved utkobling av strømforsyningen.



Solar-Guard™ Specifications

NOTIFICATIONS

Audible	115dB, 2500Hz, timed or continuous
Illumination	Two 150W T3 Tungsten Halogen Flood Lights; 5,900 total Lumens
Electrical Output	Dry contact for auxiliary systems
**Telephone Dialer	GSM and Landline, messages sent within 10 seconds
**Power Relay Output	20A, 240VAC, 3phase

** Optional Features

Figur 43. Solar-Guard elektronisk varslingssystem produsert av GridLock Solar Security [60]. Spesifikasjonene vises til høyre.

En mye brukt måte å sikre verdifulle eiendeler på, er å merke de med kjennemerker som viser hvem som eier gjenstanden. Dette virker avskrekkende da det er lettere å spore opphavet i

etterkant av et tyveri. Slik merking kan i sin enkleste form være et klistremerke eller en inskripsjon i for eksempel en av solcellepanelene. En litt mer sofistikert løsning kan være produkter som SmartWater. Der påføres en væske med et unikt kjemisk fingeravtrykk slik at opphavet kan spores. Denne varianten er kun synlig under spesielt lys, og er dermed vanskeligere å oppdage og fjerne. Væsken kan sprayes på flere deler av en solcellemodul slik at det vil være upraktisk å fjerne alle spor etter den. Denne formen for tyverisikring er først og fremst avskrekkende, og må gjøres kjent for å ha ønsket virkning.



Figur 44. SmartWater påføres produkter av verdi [61].

Hvis solcellene er skrudd fast med bolter beregnet for standard verktøy vil det være like lett for kriminelle som for montøren å skru de opp igjen. Tyverisikre bolter tilbyr muligheten til å feste solcellepanelene til stativet med bolter som er så å si umulig å skru opp uten spesialverktøy. De enkleste variantene hindrer at man kan skru de opp igjen ved at en del av hodet på boltene bryter av slik at den får en glatt overflate. Nye, mer sofistikerte varianter, har dukket opp hvor bitsen er formet som en individuell nøkkel. Det er dermed ikke mulig å skru opp eller igjen boltene uten tilhørende bits, slik som vist i Figur 45.



Figur 45. Bryce Fasteners Key-Rex er et eksempel på tyverisikre bolter [62].

7 Resultater, erfaringer og videre arbeid

7.1 Simuleringer

Simuleringer av forskjellige scenarioer er i dette prosjektet viktig, både for å finne frem til et godt anlegg, og for å se på hva de forskjellige parameterne betyr for energiproduksjon og utforming av anlegget. En rekke simuleringer har derfor blitt gjennomført for å vise sammenhengen mellom energibehov, nivå på solinnstråling og topografiske forhold. Styrken til metoden med simuleringer er at man kan endre på kun en parameter og sammenligne ellers identiske forhold for å isolere innvirkningen til denne parameteren. Dette gir dermed generelle beskrivelser som gir erfaringer som kan overføres til andre prosjekter.

De endelige resultatene for anlegget til Kjøladalstunnelen, hovedfokuset i dette prosjektet, legges også frem i dette kapitlet.

7.1.1 Kjøladalstunnelen

Valget av lokasjon falt på Kjøladalstunnelen. Det ble besluttet at denne tunnelen skulle være base for utprøving av flere av Vegdirektoratets innovative lys- og energitekniske løsninger. Denne beslutningen baserte seg mye på at denne vegstrekningen allerede var besluttet å utbedres med belysning, slik at merkostnadene ble lave.

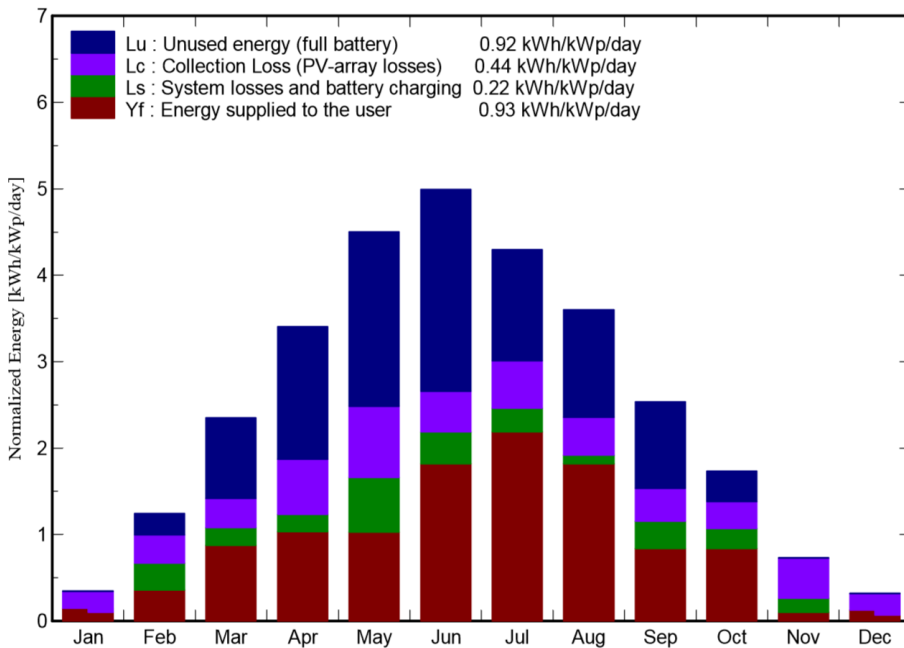
Tabell 14. Det simulerte energibudsjettet til Kjøladalstunnelen.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	233.5	233.4	0.254
February	20.5	27.5	308	92.0	210.7	210.8	0.625
March	52.3	64.5	781	381.6	421.8	422.2	0.850
April	88.8	91.4	1047	607.8	408.1	408.6	0.999
May	135.2	124.5	1448	827.7	421.6	422.2	0.999
June	150.5	134.3	1719	926.1	719.3	720.3	0.999
July	134.2	118.1	1457	528.1	894.8	895.9	0.999
August	100.8	100.0	1229	509.7	743.4	744.3	0.999
September	58.1	69.4	806	397.1	332.5	332.7	0.999
October	32.0	47.5	543	145.0	343.6	343.8	0.999
November	11.1	10.6	81	2.6	332.8	332.7	0.117
December	4.2	3.7	22	2.2	233.5	233.4	0.218
Year	794.3	796.8	9469	4422.9	5295.6	5300.4	0.850

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation E User Energy supplied to the user
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E Load Energy need of the user (Load)
 E Avail Available Solar Energy SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)
 EUnused Unused energy (full battery) loss

Tabell 14 viser energiregnskapet til Kjøladalstunnelen per måned. Det kommer her frem hvordan solforholdene varierer gjennom året. Solcellene vil i perioden april til og med oktober dekke hele energibehovet til tunnelen. I de fire siste månedene er solforholdene så dårlig at det nesten bare er lagret energi i batteriene og den indirekte solinnstrålingen som bidrar med solenergi. Det er derfor vanskelig å få en høyere solandel uten betydelige investeringer i batterier.

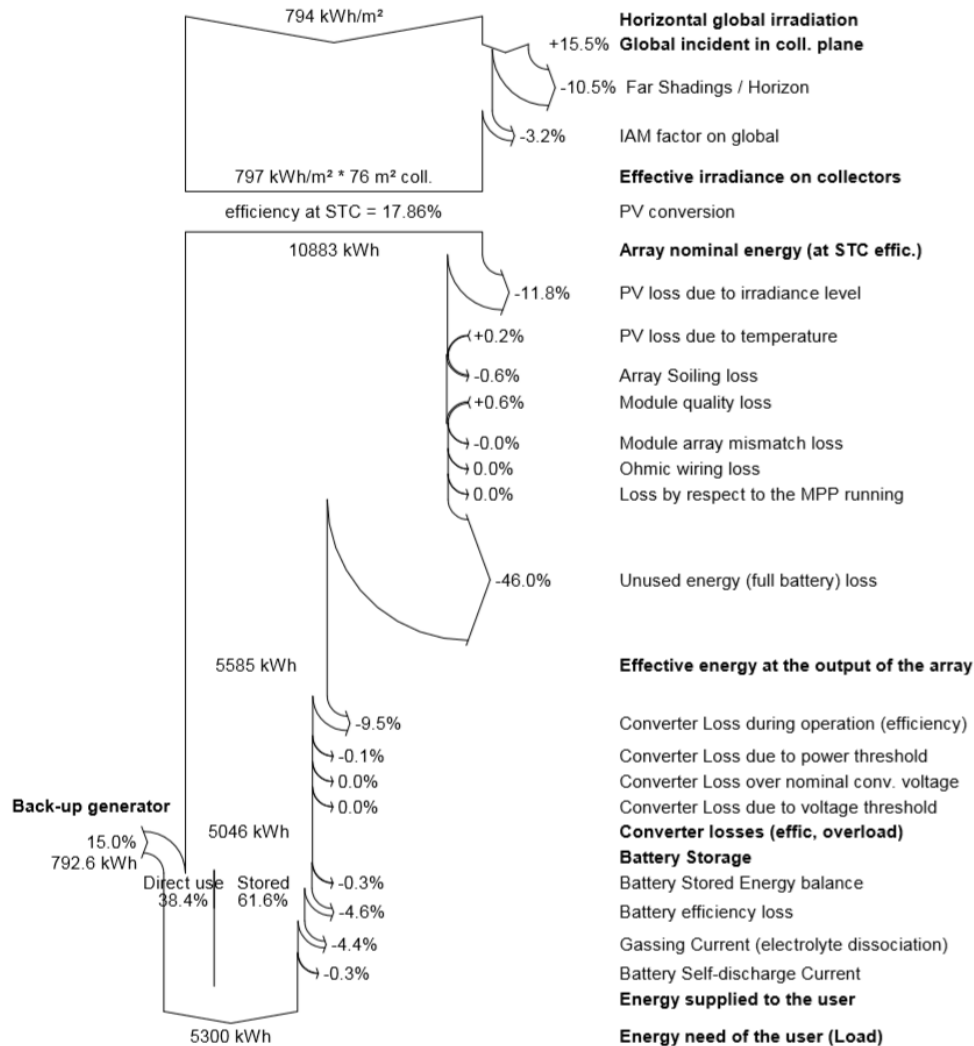
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Figur 46. Produksjonen til solcellene, inkludert tap og ubrukt energi.

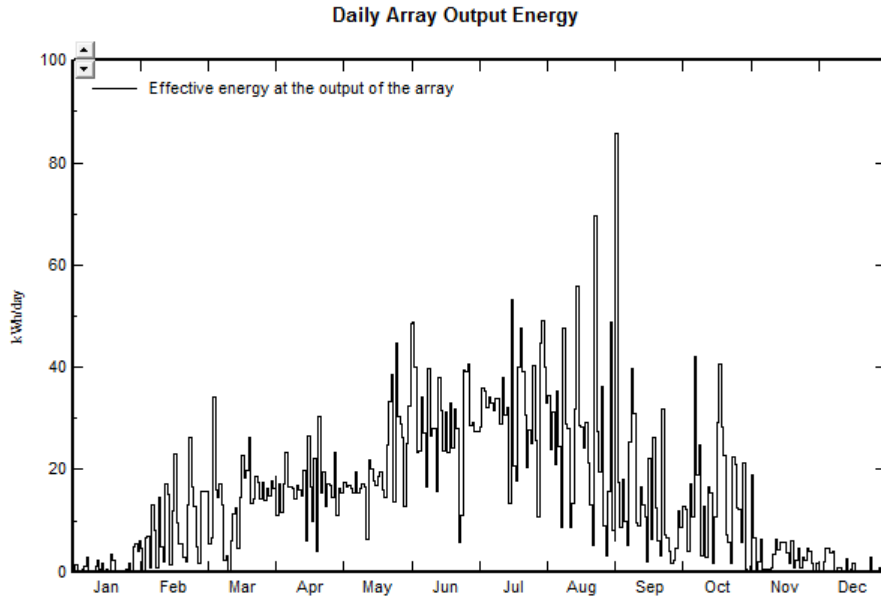
Det er lett å se at antall solceller er overdimensjonert i forhold til gjennomsnittslasten. Andelen ubrukt energi er nesten like stor som nyttbar energi på henholdsvis 4422,9 kWh og 5295,6 kWh. Når batteriene er fulle går energien produsert tapt. «Collection losses» vist på Figur 46 er tapene i solcellene. Dette inkluderer tap på grunn av temperatur, mismatch, MPPT, koblinger og så videre. Systemtap og batteritap er tap som assosieres med likeretteren, laderen, batteriene og ledningene.

Loss diagram over the whole year



Figur 47. Tap i energiforsyningssystemet.

Tapene i solcellesystemet og batteriene illustreres i energiflytdiagrammet. I tillegg til den uutnyttede energien er tapene i likeretteren og i batteriene dominerende. I batteriene er tapene hovedsakelig på grunn av effektiviteten til batteriene og på grunn av dissosiasjon av elektrolytten. Av Figur 47 ser man også at kun 38,4 % av energien fra solcellene går direkte til laste, mens hele 61,1 % går innom batteriene for lagring i en periode.



Figur 48. Daglig energi produsert av solcellene.

Energilageret er for Kjøladalstunnelen valgt til 32 batterier på 48 V med en lagringskapasitet på 1712 Ah. Simuleringene har vist at dette er tilstrekkelig for å dekke svingningene i energiproduksjonen fra dag til dag slik at solfaktoren er tilnærmet 1 gjennom månedene med tilstrekkelig sol. En videre økning i batterikapasitet ville ført til en uforholdsmessig kostnadsøkning.

Som vist tidligere er levetiden til batteriene sterkt preget av temperatur. Levetiden reduseres ved høy temperatur, mens tapene i batteriene øker. Simuleringen (vedlegg?) viser at batterienes beregnede levetid er 11,5 år. Det er dessverre ikke mulig å regulere hvor dypt syklusene i simuleringen går, og det er derfor mulig å øke levetiden utover dette ved å begrense hvor mange prosent batteriene lades ut før generatoren slår inn. Som man kan se av Figur 30 på side 59 vil en grunn ladesyklus gjøre at generatoren kobler inn også om sommeren, noe som vil gjøre at solandelen kan synk.

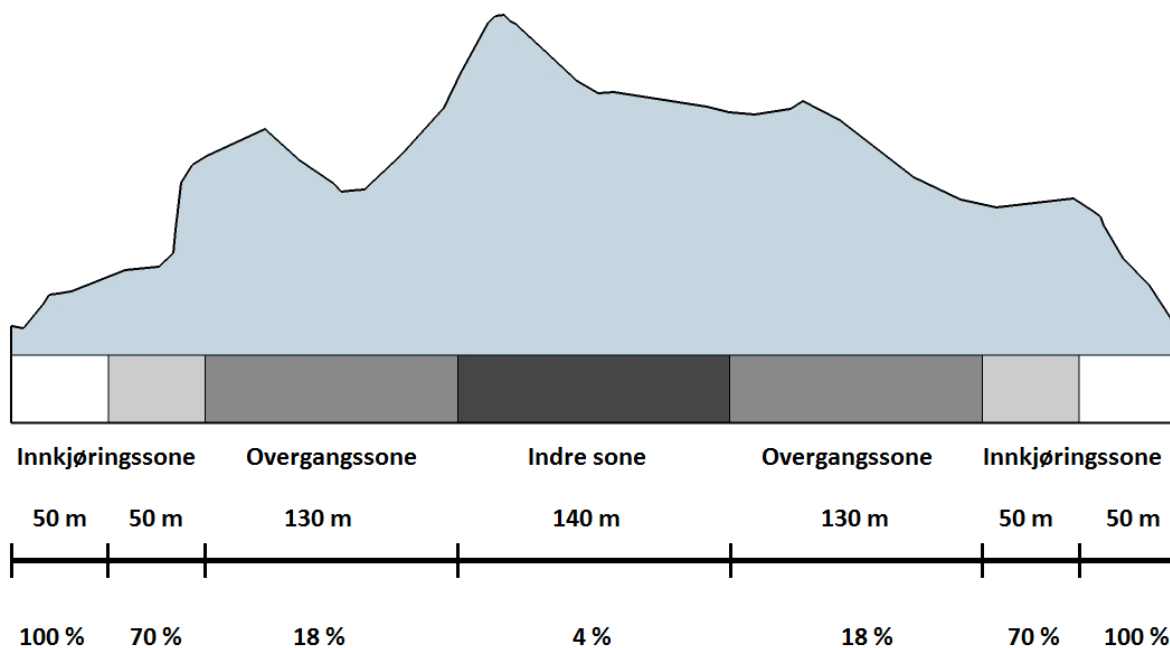
Den optimale vinkelen er ifølge PVsyst 40 grader. Denne vinkelen gir høy produksjon på våren og høsten slik at solfaktoren blir nær 1,0. Disse månedene blir avgjørende for optimal vinkel da det på sommertid er overskudd av strøm, og det dermed ikke gir mening å sette vinkelen etter sommerproduksjon. På vinteren er solinnstrålingen så liten at en økning på et par prosent uansett ville gitt liten gevinst. Med en vinkel på 40 grader kan man få en høy solandel i månedene mars og oktobers, selv om solinnstrålingen er lav.

De komplette simuleringresultatene finnes i vedlegg D.

7.1.2 Lang tunnel

Tunneler med litt lengde på har gjerne et belysningsnivå som varierer gjennom tunnelen. Som beskrevet i avsnitt 2.1 er luminanskravene i tunnelens forskjellige soner varierende. Basert på disse kravene er en modell av en fiktiv tunnel konstruert for å demonstrere hvordan energibehovet og anleggsutformingen ville endret seg hvis Kjøladalstunnelen var lengre. Dette bidrar til å gjøre erfaringen med denne tunnelen overførbart til andre tunneler.

I forhold til kravene vil en tunnel med en lengde på 600 m på en vei med fartsgrense 80 km/t gi en innkjøringszone på 100 m samt en overgangssone på 130 m. Det betyr at indre sone blir 140 m lang. Den fiktive tunnelen vil være symmetrisk da den har trafikk i begge kjøreretninger, og vil dermed se ut som illustrert i Figur 49.



Figur 49. Tverrsnittet av den fiktive tunnelen i Kjøladal.

Innkjøringssonene er todelt, hvor det i den innerste delen er en reduksjon i luminans fra 100 % til 40 %. Det er for enkelhets skyld antatt at effektbehovet skaleres med luminansen. Den indre


innkjøringssonen får da et effektbehov på 70 % av maksimal effekt. Overgangssonen og indre sone har et effektbehov på henholdsvis 18 % og 4 % av maksimalt. For den originale Kjøldalstunnelen var effektbehovet ved maksimal luminans på 10 kW. Dette gir en effekt på 75 W/m, som er utgangspunktet for oppskaleringen av tunnelen. Regner man det prosentvise effektbehovet ut ifra dette får man et totalt effektbehov i tunnelen på 16,68 kW.

Effektbehovet er kanskje overraskende lite i forhold til forlengelsen av tunnelen, og det er nettopp dette som gjør denne sammenligningen interessant. På grunn av tunnelens soneinndeling vil lengre tunneler ha et lavere energiforbruk per meter enn korte tunneler.

Denne effekten var utgangspunktet i utregningen av et nytt lastmønster. Fremgangsmåten for beregningene er den samme som beskrevet i avsnitt 5.2, bortsett fra at tiden lysene står på per bil ble skalert opp fra 20 til 60 sekunder for å ta høyde for de 700 m mellom radar deteksjonen og utgangen på tunnelen. Lastberegningene og resultatet ble da som vist i Tabell 15. Effektforbruket om natten og i skumring er beregnet som en prosentandel av effektforbruket om dagen basert på tall fra leverandørene av armaturene beskrevet tidligere.

Tabell 15. Lastmønsteret og det trafikkavhengige energibehovet til tunnelen.

Gjennomsnittlig effektforbruk	16.68 [kW]
"Kø" faktor	0.5 [verdi 0-1]
Tid med belysning	60 [sek]
Effektforbruk natt	11% [%]
Effektforbruk skumring	59% [%]

 = Input til kalkulasjoner

Resultat	Vinter	Vår	Sommer	Høst	JDT	Året
Energibehov [kWh]	2448.59	5208.967	6625.169	4076.45	4110.79	22470

Tabell 16. Energibudsjettet for en 600 m lang tunnel i Kjøladal.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	918	918	0.049
February	20.5	27.5	291	10.0	829	829	0.329
March	52.3	64.5	742	2.4	1831	1830	0.456
April	88.8	91.4	1059	2.8	1772	1771	0.592
May	135.2	124.5	1521	153.3	1829	1830	0.692
June	150.5	134.3	1553	2.1	3336	3330	0.697
July	134.2	118.1	1332	2.1	4192	4185	0.735
August	100.8	100.0	1119	2.7	3447	3441	0.677
September	58.1	69.4	784	21.0	1417	1416	0.516
October	32.0	47.5	532	10.4	1464	1463	0.315
November	11.1	10.6	81	2.6	1419	1416	0.238
December	4.2	3.7	22	2.2	918	918	-0.024
Year	794.3	796.8	9067	214.6	23372	23347	0.544

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	E User	Energy supplied to the user
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E Load	Energy need of the user (Load)
	E Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
	EUnused	Unused energy (full battery) loss		

Tabell 16 viser det simulerte energibudsjettet til en tunnel med 16,68 kW installert effekt. Selv om den installerte effekten med lysarmaturer kun er 66,8 % høyere for oppskaleringen enn for originalen vil det årlige energibehovet øke med en faktor på 3,4 på grunn av den lange «på-tiden» for hver passering. I scenarioet for Tabell 15 er anlegget identisk med det faktiske anlegget for Kjøladalstunnelen. Den lave solandelen viser hvordan det økte energibehovet gir utslag på hvor mye av energien solcellene klarer å levere.

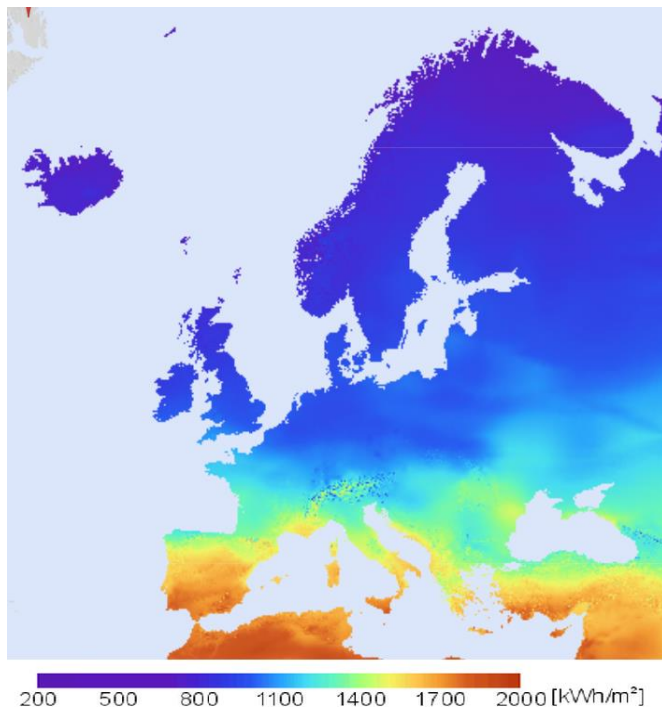
Til sammenligning ble det dimensjonert et anlegg som kan gi den samme solandelen som det originale anlegget gir for den originale tunnelen, nemlig 85 %. For å oppnå så mye produsert og levert solenergi må anlegget ha 252 solcellemoduler á 275 Wp med en samlet effekt på 69,3 kWp. Energilageret må bestå av 56 batterier á 48 V/2996 Ah. Med kostnader beregnet med metoden beskrevet i avsnitt 5.4 blir prisen på anlegget omtrent 1,17 mill NOK (eks. mva, frakt og installasjon), som er omtrent 4,25 ganger prisen til det originale anlegget. Disse simuleringene og beregningene viser at kostnaden skalerer med lengden på tunnelen. En multiplikasjon av lengde på 4,5 gir et anlegg som er 4,25 ganger så kostbart å anskaffe. Den originale teorien om at kostnadene per meter er lavere for lengre tunneler enn for korte kan dermed ikke sies å holde.

De komplette simuleringresultatene for denne varianten finnes i vedlegg D.

7.1.3 Geografisk posisjon

Den gjennomsnittlige solinnstrålingen varierer fra sted til sted. For bedre å illustrere viktigheten av å ta med de varierende solforholdene for forskjellige geografiske posisjoner er det tatt med en simuleringsvariant som viser et identisk anlegg til det ved Kjøladalstunnelen plassert i området med mest solinnstråling i Norge, nemlig Grimstad. Figur 50 illustrerer variasjonene i Norge og Europa. Den viser hvor mye energi som gjennomsnittlig produseres av solceller per kWp/m² årlig. Dette varierer i Norge fra vel 1100 kWh/m² til 700 kWh/m² [15].

Sør-Norge har desidert best solforhold for solceller, både på grunn av sterkere sol, og også på grunn av flere soldager. Sammenlignet med Nord-Norge har Sørlandet kortere sommerdager, men lengre vinterdager. Dette er uheldig for den årlige totalproduksjonen, men det favoriserer vintermånedene hvor det ofte er størst knapphet av energi. For de fleste laster vil vintermånedene være dimensjonerende, og det vil dermed uansett være et overskudd av energi i sommermånedene.



Figur 50. Gjennomsnittlig årlig solinnstråling for global horisont for Europa [38].

I følge simuleringsresultatene vil et identisk solcelleanlegg på 13,2 kWp med tilsvarende batteripakke levere 11,48 MWh/år. Dette er 21,3 % høyere enn for Kjøladalstunnelen. Mye av den ekstra tilgjengelige energien vil likevel ikke bli benyttet da den produseres når det ikke er behov for den. Andelen solenergi vil dermed havne på 88,8 %, en økning på 3,8 prosentpoeng. Den supplerende generatoren trenger da bare å levere 593 kWh i året, i motsetning til Kjøladalсанleggets 794 kWh. Dette ville redusert de løpende kostnadene for drivstoff, og dermed også kilowatt prisen.

De komplette simuleringsresultatene for denne varianten finnes i vedlegg F.

7.1.4 Horisont

En av de lokasjonsspesifikke parameterne som har stor innvirkning på resultatene av beregningene og simuleringene er horisonten. Det viste seg i jakten på en tunnel som kunne passe til prosjektet at tunneler av natur ikke bygges på steder med spesielt godt egnet horisont. Det er likevel naturlig å se på hvordan resultatene vil variere med og uten obstruksjoner i horisonten.

En simulering med identiske parametere med anlegget til Kjøladalstunnelen ble gjort for å sammenligne. Det eneste som ble endret på var at horisonten ble satt til null grader for alle himmelretninger. Med det samme 13,2 kWp anlegget økte tilgjengelig energi med 11,8 %. Fordi anlegget allerede er dimensjonert for å dekke sommermånedene hvor horisonten ikke hindrer solen er det på vinterstid at den ekstra energien er tilgjengelig. Horisonten har derfor størst innvirkning på nyttbar energi i november til februar. Som energibudsjettet viser øker andelen solenergi som benyttes i disse månedene betraktelig, slik at den samlede andelen energi som leveres til tunnelen som er solenergi er 91,2 %.

Med gunstige topografiske forhold kan det dermed være økonomisk forsvarlig å investere i batterier som kan lagre hele vinterbehovet, slik at andelen solenergi kan være 100 %. Det vil likevel være en fordel å ha en generator i bakhånd for drift av tunnelen under utkobling av solcelleanlegget.

Tabell 17. Energibudsjettet til Kjøladalstunnelen i tilfelle fri horisont.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	6.5	10.5	97	4	233.5	233.4	0.266
February	20.5	33.9	375	130	210.6	210.8	0.999
March	52.3	70.7	849	388	421.8	422.2	0.999
April	88.8	98.9	1120	591	407.9	408.6	0.998
May	135.2	134.8	1533	875	421.6	422.2	0.998
June	150.5	144.9	1836	1044	719.1	720.3	0.998
July	134.2	128.7	1640	704	894.5	895.9	0.998
August	100.8	108.1	1362	633	743.4	744.3	0.999
September	58.1	74.0	848	473	332.5	332.7	0.999
October	32.0	52.3	588	186	343.5	343.8	0.999
November	11.1	21.4	224	13	332.7	332.7	0.704
December	4.2	9.7	113	54	233.4	233.4	0.177
Year	794.3	887.7	10587	5096	5294.5	5300.4	0.912

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation E User Energy supplied to the user
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E Load Energy need of the user (Load)
 E Avail Available Solar Energy SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)
 EUnused Unused energy (full battery) loss

De komplette simuleringresultatene for denne varianten finnes i vedlegg G.

7.1.5 Variasjoner i ÅDT

Noe av det som er antatt å gjøre Kjøladalstunnelen godt egnet som forsøktunnel til dette prosjektet er den lave årsdøgntrafikken (ÅDT) på kun 520, altså gjennomsnittlig 520 biler per dag gjennom året. For å teste om denne antagelsen stemmer er en variant med dobbelt så mange passerende biler simulert. Lasten er beregnet på samme måte som i avsnitt 5.2, men med en dobling av ÅDT, timesverdier, sesongverdier og alle de andre telldataene. Det er forutsatt at trafikkmønsteret er identisk.

Tabell 18. Energibehov for dobbel ÅDT

Resultat	Vinter	Vår	Sommer	Høst	JDT	Året
Energibehov [kWh]	923.487	2064.994	2636.246	1581.443	1643	8849.17

Energibehovet ble ikke overaskende dobbelt så stort som for normal ÅDT, og formen på lasten ble identisk. Det vil si at energibehovet time for time var dobbelt av normalt. Spørsmålet er hvordan innvirkning dette får for energisystemet.

Resultatene viser at med et energiforsyningsanlegg identisk likt med varianten med vanlig ÅDT vil andelen solenergi i systemet være 70,9 %. Dette er en nedgang på 14,1 prosentpoeng. Grunnen til at solfaktoren ikke ble halvert, som man kanskje skulle tro, er at det er et stort overskudd av energi i månedene fra mars til oktober. For å oppnå en solandel tilsvarende den originale trafikkmengden vil det kreve et anlegg på 28,05 kWp, altså mer enn dobbelt så stort. Batteripakken må også oppgraderes noe, men med omtrent 2568 Ah ved 48 volt er dette en økning i batterikapasitet på 50 %. Kostnadsøkningen for anlegget blir dermed ikke proporsjonalt med økningen i antall biler, og kostnaden per bil vil dermed gå ned. Lønnsomheten blir likevel mindre, da den måles mot kostnadene å knytte tunnelen til nettet.

De komplette simuleringresultatene for denne varianten finnes i vedlegg G.

7.2 Spesielt viktige erfaringer

En av hensiktene med dette prosjektet er å danne og samle erfaringer med solcelleanlegg i Norge. Det er derfor naturlig å gi et sammendrag av de viktigste aspektene beskrevet i denne oppgaven.

En sammenligning av resultatene fra de forskjellige simuleringene synliggjør hvilke parametere som har størst påvirkning. Andelen av energiforbruket som kan leveres av et solcelleanlegg er brukt som sammenligningsgrunnlag. Dette fordi det er en direkte måleenhet for hvor mye solenergi som kan leveres til en tid det faktisk er behov. Solandelen er for alle variantene regnet ut ifra anlegget til Kjøladalstunnelen, slik at de er direkte sammenlignbare. For pilot prosjektet beskrevet i denne oppgaven er det ønskelig å få en så høy andel solenergi i miksen som mulig, innenfor prosjektets økonomiske rammer.

Tabell 19. En sammenligning av resultatene av simuleringsvariantene.

Variant	Økning energibehov	Solandel	Effektbehov SF=0,85	Prisøkning SF=0,85
Kjøladalstunnelen	-	85,0 %	13,2 kWp	-
Lang tunnel	340,5 %	54,4 %	69,3 kWp	325,0 %
Geografisk gunstig posisjon	0,0 %	88,8 %	-	-
Flat horisont	0,0 %	91,2 %	-	-
Dobbel ÅDT	67,0 %	70,9 %	28,1 kWp	94 %

Tabell 19 viser hvordan horisonten ved Kjøladal gjør at man går glipp av mye solenergi om vinteren. En åpen horisont, slik som i simuleringsvarianten i tabellen, vil øke andelen solenergi betydelig. Videre kan man se av tabellen hvordan lengden på tunnelen påvirker energibehovet og energiforsyningsanlegget. Den geografiske posisjonen til et solcelleanlegg vil ha noe innvirkning på energipotensialet, men er ikke avgjørende for om et slikt prosjekt er lønnsomt eller ikke. For trafikkøkning ser man at kostnadene øker omtrent proporsjonalt med økningen i antall biler.

For tunneler, slik som i dette prosjektet, vil et kjapt blikk på kartet kunne vise om det er mulig å bruke solceller i området. Diskusjonen rundt valg av lokasjon for prosjektet viser at horisonten har stor betydning. Av alternativene som ble foreslått var det noen som umiddelbart ble utelukket da solforholdene ville gjøre det umulig å bruke solceller.

Den viktigste erfaringen er at med den vinteren vi har i Norge så må man regne med betydelige kostnader for å lagre nok energi om høsten til bruk i de solfattige månedene. Denne ulempen kan delvis omgås ved å bruke en generator.

7.3 Videre arbeid

Det ligger i prosjektets natur at det ikke lar seg fullføre i løpet av de 20 ukene satt av til en masteroppgave. Et slikt anlegg må utformes, bygges, justeres og evalueres. Denne oppgaven inneholder del en og delvis del to, altså utformingen av anlegget samt hvor og hvordan det skal bygges. Et av hovedmålene med prosjektet var å innhente og dokumentere erfaringer med bruk av solceller til samferdselsformål i Norge. Evaluering og justering av anlegget er derfor vel så viktig. Prosjektet har også en belyningsfaglig del som denne oppgaven ikke har gått dypt inn i. Tunnelen skal brukes til forsøk med eksperimentelle metoder for belysning av vei i tunnel. En

evaluering og utprøving av de allerede påtenkte metodene er nødvendig, samt forslag til nye metoder.

Statens Vegvesen har uttrykt at de er godt fornøyd med hittil samarbeid med studenten i prosjekt. De ønsker derfor at studenter også skal delta i det videre arbeidet med pilotanlegget. Et slikt samarbeid har så langt vært meget tilfredsstillende for alle parter.

I videre arbeid foreslås det at det gjennomføres et prosjekt ved NTNU eller et annet universitet hvor anlegget evalueres med tanke på oppgavene det er satt til å utføre, hvordan det fungerer i forhold til forventningene, samt nytteverdien av anlegget. Det er mange usikkerhetsmomenter når man planlegger et solcelleanlegg. Det er derfor viktig at man justerer anlegget i etterkant. Hvis produksjonen ikke står til forventningene må det kanskje suppleres med flere moduler.

Den kompliserende horisonten gir utfordringer med å bestemme vinkelen til solcellepanelene. Den valgte vinkelen på 40 grader er den beste for helårsproduksjonen, men det vil være interessant å se hvordan en justering av vinkelen kan gi utslag for andelen solenergi i energimiksen. Det er for eksempel mulig å lage et system hvor stativet solcellene monteres på kan justeres slik at vinkelen enkelt kan endres. Man kan dermed gjennomføre forsøk med varierende vinkel gjennom året. På grunn av den spesielle horisonten ville det være gunstig med en lav vinkel om vinteren, da den direkte innstrålingen er lik null. Teoretisk sett skulle panelene helst ligge horisontalt i denne perioden.

Radarløsningen som benyttes i tunnelen er en adaptasjon av kjøretøystyring på lengre veistrekninger. Den er designet for å følge hver enkelt bil slik at lyset er på i en avstand av minimum hundre meter foran bilen, og at det slukker idet bilen passerer. Dette betyr i prinsippet at denne løsningen kunne vært benyttet for den hypotetiske tunnelen i avsnitt 7.1.2. Hvis mulig hadde dette gitt en reduksjon i tid lyset stod på på 83 %, med tilsvarende reduksjon i energibehov og investeringskostnader til energiforsyning system. Dette ble ikke undersøkt videre i oppgaven da en slik styring av belysningen bryter så sterkt med prinsippene for belysning at en rekke spørsmål angående sikkerheten først må avklares. Undersøkelsene av en slik løsning kunne vært et prosjekt i seg selv.

Videre vil det være interessant å se på andre bruksområder for solceller i Norge. Arbeidet med dette pilotanlegget viser at det er mulig å benytte solceller til en rekke formål hvis man er villig til å prøve. Norge er et langstrakt land men store områder som ikke er dekket av strømmettet. Anvendelsesmulighetene er mange.

8 Konklusjon og diskusjon

8.1 Diskusjon

Pilot prosjektet denne oppgaven baserer seg på vil vise at det både er mulig og økonomisk forsvarlig å benytte solceller til visse applikasjoner, selv i Norge. Lønnsomheten avhenger i stor grad av kostnadene assosiert med å nettilknytte lasten, samt omgivelsene og lokasjonen. På den ene siden er det gode nok solforhold i Norge til å kunne bruke solceller til mange applikasjoner. På grunn av de unike topografiske forholdene vil det på en annen side være utelukket med slike anlegg mange steder. Diskusjonen rundt valg av lokasjon belyser viktigheten av å gjøre forundersøkelser før man setter i gang med et slikt prosjekt.

Når man prosjekterer et solcelleanlegg vil det være mange kilder til usikkerhet. Klima og vær er notorisk vanskelig å forutsi, og uten gode målinger av solforhold på forhånd vil det være store usikkerheter knyttet til blant annet energipotensialet. Alle beregningene baserer seg på disse verdiene, og det er derfor viktig å bruke gode data. Nettopp derfor ble det i starten fokusert på å undersøke forskjellige kilder. Norge er likevel ikke et land med mange målestasjoner, og avstanden mellom punktene i interpoleringen gir utslag på sikkerheten i dataen.

I lastberegningene er det også usikkerheter som kan gi store utslag på resultatet. Spesielt er faktoren for tilstedeværelse, her betegnet som «kø-faktor», usikker. Dette er faktoren som beskriver hvor stor andel av bilene som kommer gruppevis, i forhold til hvor mange som kommer helt alene. Denne faktoren er i beregningene, uten spesielt godt belegg, satt til 0,5. Bakgrunnen for å velge denne verdien er en overfladisk analysing av omstendighetene rundt trafikk mønsteret. Den faktiske verdien vil ikke bestemmes før systemet er satt opp og i drift.

Levetiden til batteriene er høyst usikker, og vanskelig å forutsi. Simuleringene viser at batterienes levetid øker ved å eksponere de for utendørstemperaturer i motsetning til et temperaturregulert rom. Den faktiske levetiden er likevel usikker. Simuleringene tar for eksempel ikke høyde for en begrensning på utladning som er mulig å pålegge ved hjelp av batteriregulatoren slik at levetiden øker. Simuleringene legger til grunn en utladningsgrad på 80 %, mens det kan være aktuelt å blokkere denne på 60 eller 50 %. En mulig løsning kan være å regulere utladningsprosenten manuelt to ganger i året. Om vinteren, hvor generatoren produserer nesten all energien til batteriene, kan man stille regulatoren inn på kun 30 % utladning. Da kan regulatoren stilles på 80 % om sommeren. Dette vil gi fordelene av mindre slitasje om vinteren, mens man ikke får uønsket innkobling av generatoren på sommeren, og slik opprettholder solandelen beskrevet i resultatene.

Sikringen mot tyveri er en vanskelig balanse mellom kostnader og antatt fare for tap av verdier. Antagelsen om at inngjerding ikke vil være økonomisk hensiktsmessig er sluttet uten at man vet de spesifikke kostnadene for installasjon. Det kan likevel tenkes at dette kan være et alternativ ved nærmere inspeksjon av området. De andre sikkerhetstiltakene er langt billigere. På en annen side er det ikke mulig å si noe sikkert om effekten av disse.

Energiforsyningssystemet inneholder veldig mange tekniske og elektroniske komponenter som skal jobbe sammen. En kartlegging av de individuelle tapene og usikkerhetsmomentene vil ikke tilstrekkelig belyse problemer som kan oppstå i et komplett system.

Basert på empiriske undersøkelser av nøyaktigheten til simuleringsprogrammet tidligere beskrevet er det å forvente at resultatene er konservative. Undersøkelser av dataen for solinnstråling viser at også denne er konservativ. Det er derfor naturlig å anslå at energiproduksjonen blir noe høyere enn det resultatene her viser.

8.2 Konklusjon

Denne oppgaven viser at det er mulig å anvende solceller, selv i Norge, på en økonomisk lønnsom måte. Solceller er i ferd med å bli billigere og utbredelsen vil dermed fortsette å øke. Nisjeområdene hvor solceller kan benyttes utvides og det er ved hjelp av litt kreative løsninger mulig å utnytte solens energi til langt flere formål enn det som er utbredt i dag. Oppgraderingen av Kjøladalstunnelen med belysning ble utsatt på grunn av de store kostnadene for å knytte den til strømmettet med kabel. Pilotanlegget i dette prosjektet har gjenopplivet disse planene da kostnadene til energiforsyning er betydelig redusert.

Arbeidet i denne oppgaven beskriver fremgangsmåten for å dimensjonere et solcelleanlegg til en samferdselsbasert last, men den egner seg også for mer generelle applikasjoner. Den viser tydelig hvordan forskjellige geografiske, topografiske og energitekniske forhold påvirker dimensjoneringen av et slikt anlegg.

Kjøladalstunnelen ble valgt som den best egnede lokasjonen for et pilotanlegg med solceller. Tunnelen har et energibehov på 5296 kWh/år med en maksimal effekt på 10 kW. Det lave energiforbruket oppnås med bruk av LED motlysarmaturer og en sofistikert radarbasert kjøretøysstyrt belysning. Et fordelaktig kjøremønster som resultat av det nærliggende fergesambandet vest for tunnelen gjør bruken av kjøretøysstyrt belysning enda mer gunstig da en stor andel av bilene kommer i puljer.

Til å dekke dette behovet er et stand-alone 13,2 kWp solcelleanlegg utformet. Avhengig av valg av produsent og modell vil det installeres 48 solcellemoduler med et samlet areal på 76,5 m². Solcelleenergien lagres i en batteripakke med 32 stykk 6 V batterier á 1712 Ah i stand til å lagre opptil 10,27 kWh med energi. På grunn av lav til ingen produksjon om vinteren suppleres solcellestrømmen med strøm fra en biogass generator. Biogass ble valgt på grunn av dets karbonnøytrale egenskaper, slik at det er i tråd med prosjektets hensikter. Det er også avgjørende at biogass har egenskaper som gjør at den fint kan brukes ved vinter-temperaturer. Solcellene er forventet å levere omtrent 85 % av energien, mens biogassen supplerer de resterende 15 %.

Statens Vegvesen ønsker å videreføre prosjektet for å fortsette prosessen med å skape erfaring og bygge kompetanse på solceller i Norge.

Referanser

- [1] Vegdirektoratet, «V124 Teknisk planlegging av veg- og gatebelysning,» Statens Vegvesen, 2013.
- [2] Vegdirektoratet, «N500 Vegtunneler,» Statens vegvesen, mars 2012.
- [3] Statlig spesialpedagogisk tjeneste, «Lys- og mørkeadaptasjon,» Statped, 30 06 2011. [Internett]. Available: <http://www.statped.no/Tema/Syn/Syn-og-synsfunksjon/Synsfunksjon/Lys--og-morkeadaptasjon/>. [Funnet 11 06 2014].
- [4] H.-H. Bjørset og E. H. Hansen, «Lysteknikk,» i *Lys og belysning*, 2006, pp. 232-249.
- [5] IEA-PVPS, «PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013,» International Energy Agency, 2014.
- [6] T. Markvart, *Solar Electricity*, John Wiley & Sons Ltd, 2000.
- [7] Astronergy, “wholesalesolar.com,” September 2013. [Online]. Available: http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/module%20pdf%20folder/CHSM6612P-305_Specs.pdf. [Accessed 12 December 2013].
- [8] Astronergy, «CHSM6612P Datasheet,» Chint Solar, Zhejiang, 2013.
- [9] BP Solar, “oksolar.com,” May 2003. [Online]. Available: http://www.oksolar.com/pdffiles/solar%20panels%20bp_585.pdf. [Accessed 14 December 2013].
- [10] G. H. Yordanov, «Characterization and Analysis of Photovoltaic Modules and the Solar Resource Based on In-Situ Measurements in Southern Norway,» Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering, Trondheim, 2012.
- [11] A. Jagomägi, E. Mõttus, D. Stellbogen, H.-D. Mohring, T. Betts, R. Gottschalg, T. Zdanowicz, W. Kolodenny, M. Prorok, G. Friese, I. Pola, D. Dominé, A. d. Montagareuil, F. Favero, D. Faiman and W. Herrman, “Europeannetwork of PV outdoor testing - steps towards harmonized procedures,” in *Proc. 24th EUPVSEC*, Hamburge, 2012.

- [12] R. Gottschalg, "Performance characterization of photovoltaic modules," in *Proc. 35th IEEE PVSC*, Honolulu, 2010.
- [13] Solar Direct, «<http://www.solardirect.com/pv/batteries/batteries.htm>,» Solar Direct, 2013. [Internett]. Available: <http://www.solardirect.com/pv/batteries/batteries.htm>. [Funnet 03 06 2014].
- [14] C Honsberg, «ELEG620: Solar Electric Systems,» 2008. [Internett]. Available: <http://www.eecis.udel.edu/~honsberg/Eleg620/Storage%20chapter-v6-printout-for-class.pdf>. [Funnet 03 06 2014].
- [15] Olje- og energidepartementet, «Energi- og kraftbalansen mot 2020,» [Internett]. Available: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/24.html?id=349197>. [Funnet 01 06 2014].
- [16] Econ Pöyry, «Potensialstudie for flytende biobrensel,» Transnova, 2010.
- [17] National Renewable Energy Laboratory, «Biodiesel Handling and Use Guide (Fourth Edition),» 01 2009. [Internett]. Available: <http://www.biodiesel.org/docs/using-hotline/nrel-handling-and-use.pdf?sfvrsn=4>. [Funnet 25 05 2014].
- [18] Caterpillar, «Cat Commercial Diesel Engine Fluids Recommendations,» Februar 2013. [Internett]. Available: <https://parts.cat.com/wcs-static/pdfs/SEBU6251-16.pdf>. [Funnet 25 05 2014].
- [19] National Biodiesel Board, «AUTOMAKERS' AND ENGINE MANUFACTURERS' POSITIONS OF SUPPORT FOR BIODIESEL BLENDS,» [Internett]. Available: <http://www.biodiesel.org/using-biodiesel/oem-information/oem-statement-summary-chart>. [Funnet 25 05 2014].
- [20] Deutz AG, «DEUTZ Approves Engines for Operation with Biodiesel,» 25 05 2012. [Internett]. Available: http://www.biodiesel.org/docs/ffs-specs/20120525_deutz_b100-press-release_eng.pdf?sfvrsn=0. [Funnet 05 25 2014].
- [21] B. Berghoefer, «Fairbanks Morse Engine Approves 100% Bio-diesel for use in Medium Speed Diesel Engines,» 01 02 2006. [Internett]. Available: <http://www.fairbanksmorse.com/bin/113.pdf>. [Funnet 25 05 2014].

- [22] Direktoratet for forvaltning og IKT, «Bioetanol,» [Internett]. Available: <http://www.anskaffelser.no/sites/anskaffelser/files/bioetanol.pdf>. [Funnet 04 06 2014].
- [23] Norges Bondelag, «Fakta om biogass: Norsk kulturlandskap - det nye gassfeltet,» 06 2011. [Internett]. Available: <http://www.bondelaget.no/getfile.php/Nettbutikk/Kunnskapsmaterieell/Biogass%20fakta.pdf>. [Funnet 25 05 2014].
- [24] O. Razbani, N. Mirzamohammad og M. Assadi, «Literature review and road map for using biogas in internal combustion engines,» i *Third International Conference on Applied Energy*, Perugia, Italia, 2011.
- [25] Bioforsk, «Bioforsk Rapport Vol. 5 Nr. 16 - Kunnskapsstatus og forskningsbehov,» 2010. [Internett]. Available: <http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition%3A&blobheadervalue1=+attachment%3B+filename%3D%22Biogasskunnskapsstatusogforskningsbehov2010.pdf%22&blobkey=id&blobtable=Mungo>. [Funnet 25 05 2014].
- [26] Ø. Skar og S. E. Refseth, «Gass eller bensin?,» *Aftrenposten Bil*, 28 02 2014.
- [27] NREL, «Financing, Overhead, and Profit: An In-Depth Discussion of Costs Associated with Third-Party Financing of Residential and Commercial Photovoltaic Systems,» 08 2013. [Internett]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60401.pdf>. [Funnet 09 06 2014].
- [28] M. Lalwani, D. Kothari og M. Singh, «Investigation of Solar Photovoltaic Simulation Softwares,» *International Journal of Applied engineering Research*, pp. 585-600, No 3 Volume 1 2010.
- [29] A. Mermoud, «Note sur le comparatif de programmes de simulation PV de PHOTON,» *PHOTON Magazine*, Juni 2011.
- [30] G. R. Lee, L. Frearson og P. Rodden, «An assessment of photovoltaic modeling software using real world performance data,» i *PVSEC 2011*, Hamburg, 2011.

- [31] PVsyst SA, «PVsyst Photovoltaic Software,» 2014. [Internett]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>. [Funnet 21 05 2014].
- [32] «statkart.no,» Kartverket, Geovekst, kommuner, [Internett]. Available: <http://kart.statkart.no/adaptive2/default.aspx?gui=1&lang=2>. [Funnet 03 Januar 2014].
- [33] D. Budikova, «Albedo,» The Encyclopedia of Earth, 27 05 2013. [Internett]. Available: <http://www.eoearth.org/view/article/149954/>. [Funnet 27 05 2014].
- [34] PVsyst SA, «User's Guide - PVsyst 6 Help,» 2013. [Internett]. Available: <http://www.pvsyst.com/images/pdf/pvsyst6.pdf>. [Funnet 28 05 2014].
- [35] «Surface meteorology and Solar Energy - A renewable energy resource web site (release 6.0),» 2014. [Internett]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov+s06#s06>. [Funnet 01 06 2014].
- [36] JRC PVGIS, «Solar radiation (Europe) in PVGIS,» 10 02 2012. [Internett]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>. [Funnet 05 06 2014].
- [37] JRC PVGIS, «PV power estimate information,» [Internett]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/PVcalchelp_en.html#Section_4. [Funnet 05 06 2014].
- [38] Joint Research Centre Europe, «Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps,» [Internett]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>. [Funnet 29 05 2014].
- [39] Justis- og beredskapsdepartementet, «Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen,» 08 06 2009. [Internett]. Available: http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-06-08-602#KAPITTEL_5. [Funnet 02 06 2014].
- [40] Wholesale Solar, «MS4448PAE/4 Quad Magnum Power Center,» Wholesale Solar, 2014. [Internett]. Available: <http://www.wholesalesolar.com/inverter-system/prewired-solar-power-center-MPDH.html>. [Funnet 26 05 2014].

- [41] solaredge, "Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note," [Online]. Available: http://www.solaredge.us/files/pdfs/inverter_dc_oversizing_guide.pdf. [Accessed 09 06 2014].
- [42] Wholesale Solar, «Magnum Energy Auto Gen Start,» Wholesale Solar, 2014. [Internett]. Available: <http://www.wholesalesolar.com/products.folder/inverter-folder/magnum-auto-gen-start.html>. [Funnet 25 05 2014].
- [43] IronRidge, «GROUND MOUNT DESIGN ASSISTANT™,» IronRidge, 2014. [Internett]. Available: <http://www.ironridge.com/gm>. [Funnet 02 06 2014].
- [44] R. Sjulsen, «Snølaster i Hjelmland,» Snøfangerkroken, 10 03 2014. [Internett]. Available: <http://www.snofangerkroken.no/sider/lastkalk7.php#>. [Funnet 02 06 2014].
- [45] Wholesale Solar, «Midnite Solar's Modular Battery Box,» [Internett]. Available: <http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-folder/battery.bboxes.html>. [Funnet 29 05 2014].
- [46] Samlexsolar, «Solar Cell, Module and Array,» Samlex America Inc., 2012. [Internett]. Available: <http://www.samlexsolar.com/learning-center/solar-cell-module-array.aspx>. [Funnet 22 04 2014].
- [47] A-E-S Europe GmbH, «Clean Energy Investments,» Europe-Solar, 2014. [Internett]. Available: http://www.europe-solar.de/catalog/index.php?main_page=page&id=44. [Funnet 05 05 2014].
- [48] A. M. Reis, N. T. Coleman, M. W. Marshall, P. A. Lehman og C. E. Chamberlin, «Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure,» i *Proceedings of the 29th PV Specialists Conference*, New Orleans, LA, USA, 2002.
- [49] C. R. Osterwald, A. Anderberg, R. S og O. L, «Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules,» i *Proceedings of the 29th PV Specialists Conference*, New Orleans, LA, USA, 2002.
- [50] J. Hedström og L. Palmblad, «Performance of old PV modules: measurement of 25 years old crystalline silicon modules,» *Elforsk Rapport 06:71*, 2006.

- [51] D. C. Jordan og S. R. Kurtz, «Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2012.
- [52] K. Morita, T. Inoue, H. Kato, I. Tsuda og Y. Hishikawa, «Degradation factor analysis of crystalline-Si PV modules through long-term field exposure test,» i *Proceedings of the 3rd Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan, 2003.
- [53] Astronergy, «wholesalesolar.com,» 09 2013. [Internett]. Available: http://pdf.wholesalesolar.com/module%20pdf%20folder/CHSM6612P-305_Specs.pdf. [Funnet 05 05 2014].
- [54] M. Quintana, D. King, F. Hosking, J. Kratochvil, R. Johnson, B. Hansen, N. Dhere og M. Pandit, «Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure,» i *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*, Ankor, AK, 2000.
- [55] NRK og Meteorologisk institutt, «Yr.no, Været som var,» [Internett]. Available: <http://www.yr.no/sted/Norge/Rogaland/Hjelmeland/Kj%C3%B8ladalen/statistikk.html>. [Funnet 09 06 2014].
- [56] K. Branker, M. J. M. Pathak og J. M. Pearce, «A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 4470-4482, 2011.
- [57] Magnum Energy, «MS-PAE 120/240V Series Inverter,» 2012. [Internett]. Available: <http://pdf.wholesalesolar.com/inverter%20pdf%20folder/MS-PAE-Sheet.pdf>. [Funnet 08 06 2014].
- [58] SMA Solar Technology AG, «Plant Design and Temperature Derating,» [Internett]. Available: <http://files.sma.de/dl/7418/TempDerating-UEN103910.pdf>. [Funnet 09 06 2014].
- [59] J. Lawson, «The PV Industry Tackles Solar Theft,» *Renewable Energy World*, nr. April 04, 2012.
- [60] Gridlock Security, «Gridlock Solar Data Sheet,» [Internett]. Available: <http://gaiaenergysystems.com/wp-content/uploads/2012/06/Gridlock-Solar-Data-Sheet.pdf>. [Funnet 26 05 2014].

- [61] AFIMAC, "SmartWater CSI," AFIMAC, 2014. [Online]. Available: <http://www.afimac-us.com/what-we-do/smartwater/>. [Accessed 02 06 2014].
- [62] «Bryce Fastener Key-Rex,» [Internett]. Available: <http://www.brycefastener.com/security/key-rex.cfm>. [Funnet 12 06 2014].
- [63] J. T. Wanvik, «Partial Shading of a Building Mounted Photovoltaic System,» NTNU, Trondheim, 2014.
- [64] EPP Rapid Research on behalf of City of Seattle, WA, «Biodiesel and Generators,» 1 2 2007. [Internett]. Available: <http://pprc.org/research/epp/BiodieselForGenerators.pdf>. [Funnet 25 05 2014].
- [65] Wholesale Solar, *Off-grid wire diagram for small AC system*, Mottatt på mail, 2014.

Vedlegg A

Project Name	Module Type	Tilt	System Modules	
OAWHfoahf	Solarworld: SW 275 mono 2.5 Frame		40	48

Sub-Array	Repeats	Configuration	Piers
	1	1 4x12	12

SubArray BOM's

SubArray 1

Description	Part Number	Quantity	Price
Rail, XRS at 168" (14 Feet), Clear	51-7000-168A	24	\$2,419.20
SGA Rail Connector at 3"	29-7001-000	48	\$864.00
SGA Top Cap at 3"	70-0300-SGA	12	\$780.00
4-pack, Mid Clamp (I) 2.0", Black	29-7000-105B	18	\$252.00
WEEB Grounding Lug (WEEB-LUG-6.7)	29-4000-002	24	\$240.00
4-pack, End Clamp (I) 1.25", Black	29-7000-125B	12	\$168.00
WEEB Compression Clip (WEEB-DMC)	29-4000-001	48	\$100.80
Wire Clips, Molded PVC Black, Polybag 20	29-4000-077	5	\$70.00

Project BOM

Description	Part Number	Quantity	Price
Rail, XRS at 168" (14 Feet), Clear	51-7000-168A	24	\$2,419.20
SGA Rail Connector at 3"	29-7001-000	48	\$864.00
SGA Top Cap at 3"	70-0300-SGA	12	\$780.00
4-pack, Mid Clamp (I) 2.0", Black	29-7000-105B	18	\$252.00
WEEB Grounding Lug (WEEB-LUG-6.7)	29-4000-002	24	\$240.00
4-pack, End Clamp (I) 1.25", Black	29-7000-125B	12	\$168.00
WEEB Compression Clip (WEEB-DMC)	29-4000-001	48	\$100.80
Wire Clips, Molded PVC Black, Polybag 20	29-4000-077	5	\$70.00

Total Net Price

Price per Watt

Total Weight

\$4,894.00

\$0.37

458
lbs

Vedlegg B

Artikkel skrevet av oppgaveforfatteren publisert i det internasjonale fagmagasinet Nordic Roads 1-14.



Photo: Jørgen Wanvik

The Sunshine Tunnel

Most tunnels rely on a complex web of power cables feeding electricity from distant energy sources to power light fixtures mounted in the ceiling. At the same time the tunnels are surrounded by daylight. A new pilot project at the Norwegian Public Roads Administration (NPRA) aims to challenge this rather counterintuitive way of lighting our tunnels by routing the outside sunlight into the tunnel.

This is to be done by way of photovoltaic panels mounted discretely at the tunnel entrance. Once the electricity has passed through inverters and cables the LED fixtures will essentially reverse the photovoltaic process and reemit the light down to the tunnel surfaces.

This pilot project is part of a collaboration between the R&D program Lower Energy Use in the Norwegian Road Administration (LEIV), and students at the Norwegian university of science and technology (NTNU). As part of my master thesis, I aim to design a photovoltaic plant to power a short tunnel in the western county of Rogaland. As of date, the tunnel is pitch black and a hazard for road

users. The road is categorized as a Norwegian tourist road and is currently located outside the energy grid. This means that there are high costs associated with connecting the tunnel to grid electricity. This provided an opportunity for the NPRA to experiment with solar power.

Advantages

The price of solar power is declining. Deutsche Bank says that in January 2014 more than 19 countries are under grid parity. The world's biggest markets, China, India, the U.S and Germany are expected to experience a second gold rush of photovoltaic investments. This will inevitably lead to a market for solar power also in Norway. It is therefore of importance for large contractors to gain some experience with the use of PV.

The actual cost of powering the tunnel will dramatically decrease, and the NPRA will have a large photovoltaic plant to use for research.

Testing of new concepts and technology

The tunnel, Kjøladalstunnelen, will be the location for the testing of several new technologies. The tunnel will have traffic controlled lighting, meaning that a radar will detect vehicles and activate the light sources as they approach the tunnel.

Guiding lights are also to be installed to see

if it improves the visibility of cyclists and pedestrians.

In addition to normal lighting according to today's standards, a new concept of illuminating short tunnels will be tested. The technique of using a band of light in the middle of the tunnel. This will reduce the energy consumption. Both the visual and economical effects of the reduced light will be studied.

The Photovoltaic plant

To meet the energy demand of the tunnel during the winter months the photovoltaic plant must be supplemented by for example a conventional gasoline generator. The cost of storing the PV energy in batteries for use in the low producing months of December and January would be much too high. Still, the PV plant will supply about 90 % of the annual energy. 50 photovoltaic modules with a combined peak production of 13 kW are to be installed with a 24 unit battery storage. The 85 m² of panels will deliver 5.75 MWh annually.

Text: Jørgen Wanvik



CONTACT

Jørgen Wanvik
jorgentwanvik@gmail.com
Student at NTNU, Trondheim

Vedlegg C

Søknad om byggetillatelse samt dispensasjon for oppsetting av konstruksjon og bygg i 100-meterssonen til Hjelmeland kommune. Utarbeidet av studenten og Statens vegvesen. Skrevet av Akvator AS.

Hjelmeland kommune
Byggesak
Kommunehuset
4130 HJELMELAND

06.05.2014

22/1 - Solcelleanlegg Kjøladalstunnel

Akvator AS vil på vegne av Statens vegvesen søke om etablering av et solcelleanlegg for strømforsyning til Kjøladalstunnelen. Prosjektet er et pilotprosjekt og anlegget vil gi tunnelbelysning ved hjelp av solenergi og batterier. Prosjektet inngår i Statens vegvesens etatsprogram «Lavere energiforbruk i Statens vegvesen» (LEIV). Hensikten med prosjektet er å prøve ut denne formen for strømforsyning til avsidesliggende, strømløse, korte vegtunneler som har lite trafikk. Ved å benytte radarer til å detektere trafikken vil en begrense strømbehovet ved at lyset tennes bare når det er trafikk i tunnelen. Et solcelleanlegg, slik som ved Kjøladalstunnelen, vil da dekke en stor del av strømbehovet gjennom hele året.

Kjøladalstunnelen egner seg godt til slik strømforsyning da tunnelen er bare 133 m lang og har låg trafikkmengde og da særlig om vinteren når solcelleanlegget leverer lite strøm. Mye av trafikken følger ferjeruten og kommer derfor i puljer. Terrenget ved Kjøladal er sydvendt, og anlegget vil fange mye solenergi om våren, sommeren og høsten. På vinteren vil det være behov for å supplere med et lite bensin- eller dieselaggregat, men gjennom hele året vil solcelleanlegget dekke ca. 90 % av strømbehovet.

Solcelleanlegget vil ligge i en bratt skråning ned mot fjorden. Skråningen er en steinfylling fra da veien ble bygget. Anlegget blir ca. 100 m², 20 m X 5 m, med et lite aggregat på 3m X 2m ved tunnelmunningen (jf. vedlagte tegninger).

Statens vegvesen har vært i kontakt med grunneieren, Ellen Lovise Eiane Brandal, og hun er positiv til tiltaket.

Statens vegvesen har et pågående prosjekt knyttet til belysning av i tunnelene på veien mellom Nesvik ferjekai og Kjøladalstunnelen. Kjøladalstunnelen ble ikke med i dette prosjektet på grunn av at det ble for kostbart å føre fram strøm til denne. Dersom solcelleanlegget blir realisert, vil Kjøladalstunnelen også bli lyssatt i 2014.

Prosjektet har allerede skapt interesse både i de aktuelle fagmiljøene og i media. Ett av målene med prosjektet er å vise at det er mulig å anvende ren solenergi til tunnelbelysning selv i nordlige Norge.

Det er viktig for Statens vegvesen å gjøre erfaringer med solcelleanlegg, fordi prisen på slike anlegg går nedover og de blir etter hvert mer konkurransedyktige og mer anvendelige.

Tiltaket vil bli etablert like ved Kjøldalstunnelen og ligger innenfor 100 metersbeltet og i et LNF-område i kommuneplan. Det vil derfor bli søkt dispensasjon i forhold til arealformål og tiltak i 100-metersbeltet(jf. Vedlegg B1).

Akvator AS
Nina Skjerping

Hjelmeland kommune
Byggesak
Kommunehuset
4130 HJELMELAND

22/1 - Solcelleanlegg Kjøladalstunnel

- Søknad om dispensasjon

Akvator AS vil på vegne av Statens vegvesen søke om dispensasjon for etablering av tiltak på LNF-område i kommuneplan og innenfor 100 metersbeltet.

Statens vegvesen ønsker å etablere et solcelleanlegg som gir strømforsyning til tunnelbelysning i Kjøladalstunnelen. Anlegget er et pilotprosjekt for strømforsyning til tunnelbelysning ved hjelp av solenergi og batterier, og inngår i Statens vegvesens etatsprogram «Lavere energiforbruk i Statens vegvesen» (LEIV). Hensikten med prosjektet er å prøve ut denne formen for strømforsyning til avsidesliggende, strømløse, korte vegtunneler som har låg trafikkmengde.

Plan- og bygningslova sier at det bare kan gis dispensasjon dersom hensynene bak bestemmelsen det dispenseres fra, eller hensynene i lovens formålsbestemmelse, ikke blir vesentlig tilsidesatt. I tillegg må fordelene være klart større enn ulempene (jf. PBL § 19-2).

Anlegget er søkt etablert i et utilgjengelig område, der det ikke er naturlig ferdsel, hverken til fots eller for tilkomst til sjø. Beliggenheten er en bratt skråning ned mot fjorden. Skråningen er en steinfylling fra byggingen av veien, og etablering av solcellepanelene medfører således ikke nye inngrep i naturen. Solcellene monteres på et stativ som forankres i skråningen med bolter og støpning. Det permanente fotavtrykket blir minimalt.

Anlegget sin plassering nedenfor veien vil gjøre anlegget lite synlig for trafikantene. Det vil også begrense den visuelle sjenansen for allmennheten. Panelene vil ligge tilnærmet parallelt med terrenget, slik at anlegget blir liggende diskret i terrenget. Den skjermede plasseringen vil etter vår vurdering også redusere risiko for tyveri og hærverk på selve anlegget.

Solcellepanelene er designet for å absorbere mest mulig lys. Dette begrenser styrken på refleksjoner. Det er likevel muligheter for noe refleksjon mot båter på fjorden, men refleksjonene vil være relativt svake. I området nedenfor anlegget er det noe vegetasjon som delvis vil hindre refleksjoner og innsyn. Det er etter vår vurdering lite sannsynlig at anlegget vil være synlig fra den andre siden av fjorden.

Plasseringen av anlegget ble valgt fordi stedet har de beste solforholdene samtidig som det vil bli enkelt å komme til anlegget for vedlikehold. Etablering av anlegget vil bli betydelig dyrere dersom det må plasseres oppe i skråningen mer enn 100 meter fra sjøen. Denne ekstrakostnaden vil mest sannsynlig gjøre Kjøladalstunnelen uaktuell for pilotprosjektet. Nærhet til veien vil også ha betydning for vedlikeholdskostnader og inspeksjoner/befaringer.

Vi mener at hensynene bak bestemmelsene i gjeldene plan, ikke blir sett til side ved denne dispensasjonssøknaden. Tiltaket, og dispensasjonen, er nabovarslet på vanlig måte, av den grunn kan vi heller ikke se at hensynene i lovens bestemmelse blir vesentlig sett til side i denne saken.

Tiltaket er svært viktig for å bedre trafikksikkerheten og har i tillegg en stor samfunnsinteresse.

«Adresseblokk» Med bakgrunn i dette, mener vi det bør gis dispensasjon for etablering av dette tiltaket på LNF-område i kommuneplan og innenfor 100 metersbeltet mot sjø.

Akvator AS
Nina Skjerping

Vedlegg D

Simuleringsresultater for Kjøladalstunnelen, beskrevet i avsnitt 7.1.1.

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Simulation parameters

Project :**Kjøladalstunnelen****Geographical Site****Kjøladalstunnelen**Country **Norway****Situation**

Latitude 59.3°N

Longitude 6.3°E

Time defined as

Legal Time Time zone UT+1

Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data:**Kjøladalstunnelen** Synthetic - Meteonorm 6.1**Simulation variant : New simulation variant**

Simulation date 28/05/14 13h13

Simulation parameters**Collector Plane Orientation**

Tilt 40°

Azimuth 0°

Models used

Transposition Perez

Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon

Average Height 11.1°

PV Array Characteristics**PV module**

Si-mono

Model

SW 275 Mono

Manufacturer SolarWorld

In series 6 modules

In parallel 8 strings

Number of PV modules

Total number of PV modules

Nb. modules 48

Unit Nom. Power 275 Wp

Array global power

Nominal (STC) **13.20 kWp**

At operating cond. 12.48 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C)

U mpp 181 V

I mpp 69 A

Total area

Module area **76.5 m²****PV Array loss factors**

Array Soiling Losses

Loss Fraction 0.5 %

Thermal Loss factor

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss

Global array res. 0.000 mOhm

Loss Fraction 0.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -1.0 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 0.1 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization

IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)

bo Param. 0.05

System Parameter

System type

Stand alone with back-up generator System**Battery**Model **S550**

Manufacturer Rolls

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V

Nominal Capacity 1712 Ah

Nb. of units 8 in series x 4 in parallel

Temperature External ambient temperature

Regulator

Model Generic Default with MPPT converter

Technology MPPT converter

Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %

Battery Management Thresholds

Charging 54.0/52.3 V

Discharging 47.0/50.4 V

Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset)

Model 1.5 kW

Manufacturer Back-up generator

Power 2 kW

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 1712 Ah
	Nb. of units	8 in series x 4 in parallel	
	Temperature	External ambient temperature	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 14.5 kWh/Day	

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

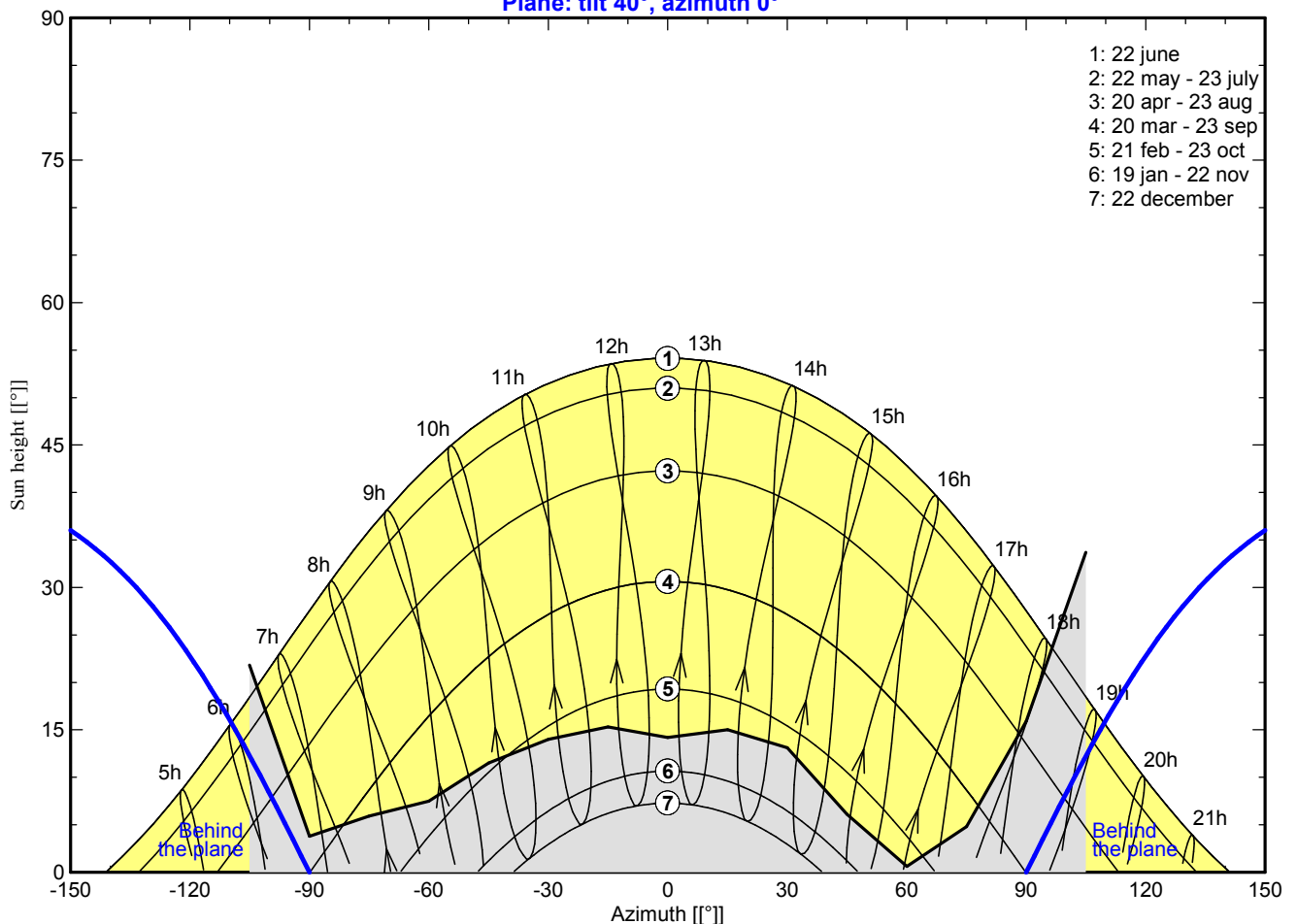
Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator		
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	tilt	40°
PV Array	Nb. of modules	48	azimuth	0°
Battery	Model	S550	Pnom total	13.20 kWp
battery Pack	Nb. of units	32	Technology	sealed, AGM
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
			global	5300 kWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	

Plane: tilt 40°, azimuth 0°



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 14.5 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				7530 Wh/day				7530 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				13620 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				24010 Wh/day

July and August

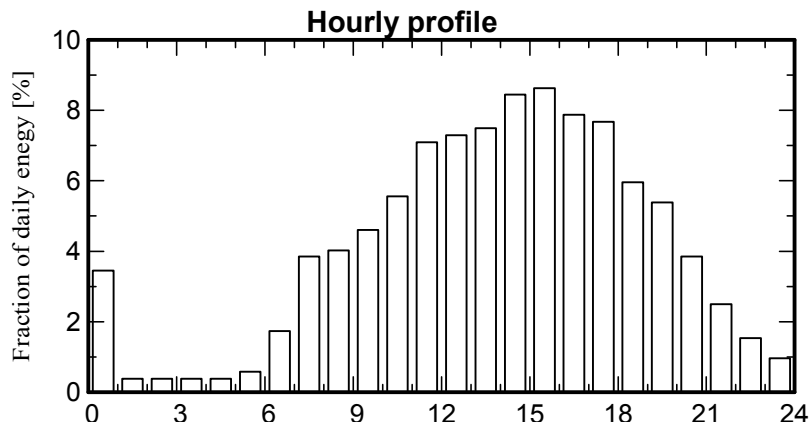
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	26500 W tot	1 h/day	26500 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				28900 Wh/day				24010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				11090 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				7530 Wh/day



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

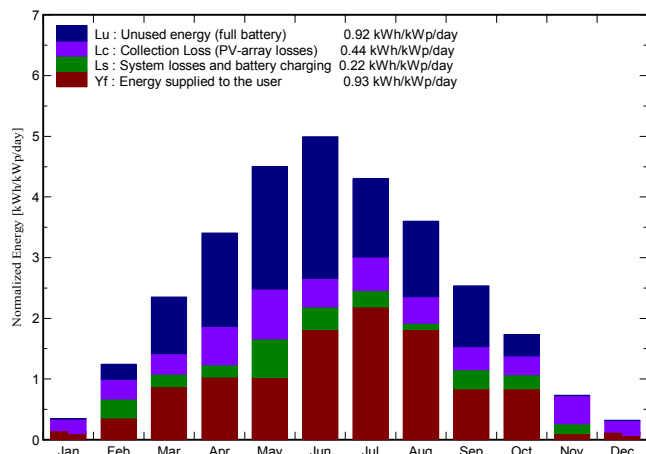
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

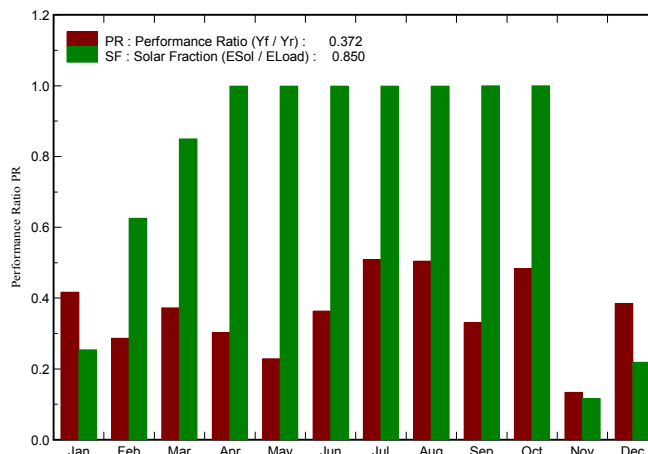
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	9469 kWh/year	Specific prod.	717 kWh/kWp/year
	Used Energy	5296 kWh/year	Excess (unused)	4423 kWh/year
	Performance Ratio PR	37.2 %	Solar Fraction SF	85.0 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	793 kWh/year	Fuel Consumption	476/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	10739 NOK/yr
Energy cost		3.88 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SoIFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	233.5	233.4	0.254
February	20.5	27.5	308	92.0	210.7	210.8	0.625
March	52.3	64.5	781	381.6	421.8	422.2	0.850
April	88.8	91.4	1047	607.8	408.1	408.6	0.999
May	135.2	124.5	1448	827.7	421.6	422.2	0.999
June	150.5	134.3	1719	926.1	719.3	720.3	0.999
July	134.2	118.1	1457	528.1	894.8	895.9	0.999
August	100.8	100.0	1229	509.7	743.4	744.3	0.999
September	58.1	69.4	806	397.1	332.5	332.7	0.999
October	32.0	47.5	543	145.0	343.6	343.8	0.999
November	11.1	10.6	81	2.6	332.8	332.7	0.117
December	4.2	3.7	22	2.2	233.5	233.4	0.218
Year	794.3	796.8	9469	4422.9	5295.6	5300.4	0.850

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SoIFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

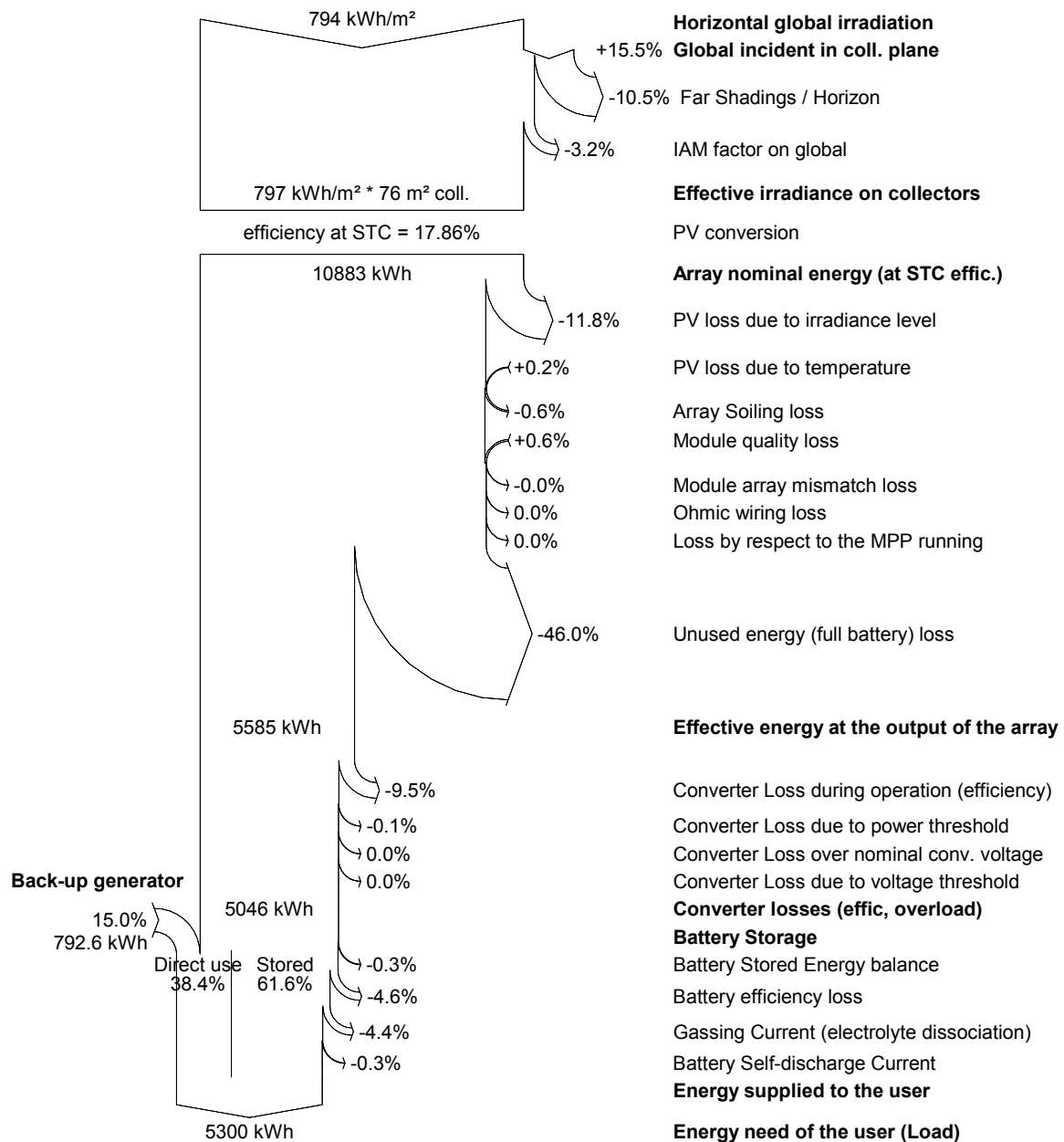
Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator		
Horizon	Average Height	11.1°		
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth	0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total	13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology	sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global	5300 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen**Simulation variant :** New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 11.5 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 793 kWh/year)	870 NOK/year
Total yearly cost		20536 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	5296 kWh / year
Excess energy (battery full)	4423 kWh / year
Used energy cost	3.88 NOK / kWh

Vedlegg E

Simuleringsresultater for variant med lang tunnel, beskrevet i avsnitt 7.1.2

A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Kjøladalstunnelen

Geographical Site Kjøladalstunnelen Country **Norway**

Situation Latitude 59.3°N Longitude 6.3°E

Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data: Kjøladalstunnelen Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : New simulation variant

Simulation date 28/05/14 15h02

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 40° Azimuth 0°
Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm
Horizon Average Height 11.1°

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SW 275 Mono**
 Manufacturer SolarWorld
 Number of PV modules In series 6 modules In parallel 8 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 48 Unit Nom. Power 275 Wp
 Array global power Nominal (STC) **13.20 kWp** At operating cond. 12.48 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 181 V I mpp 69 A
 Total area Module area **76.5 m²**

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 0.5 %
 Thermal Loss factor U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 0.000 mOhm Loss Fraction 0.0 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.1 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System Parameter System type **Stand alone with back-up generator System**

Battery Model **S550**
 Manufacturer Rolls
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 1712 Ah
 Nb. of units 8 in series x 4 in parallel
 Temperature Fixed (20°C)

Regulator Model Generic Default with MPPT converter
 Technology MPPT converter Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Converter Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %
 Battery Management Thresholds Charging 54.0/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V
 Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset) Model 1.5 kW
 Manufacturer Back-up generator
 Power 2 kW

A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 1712 Ah
	Nb. of units	8 in series x 4 in parallel	
	Temperature	Fixed (20°C)	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 64 kWh/Day	

A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

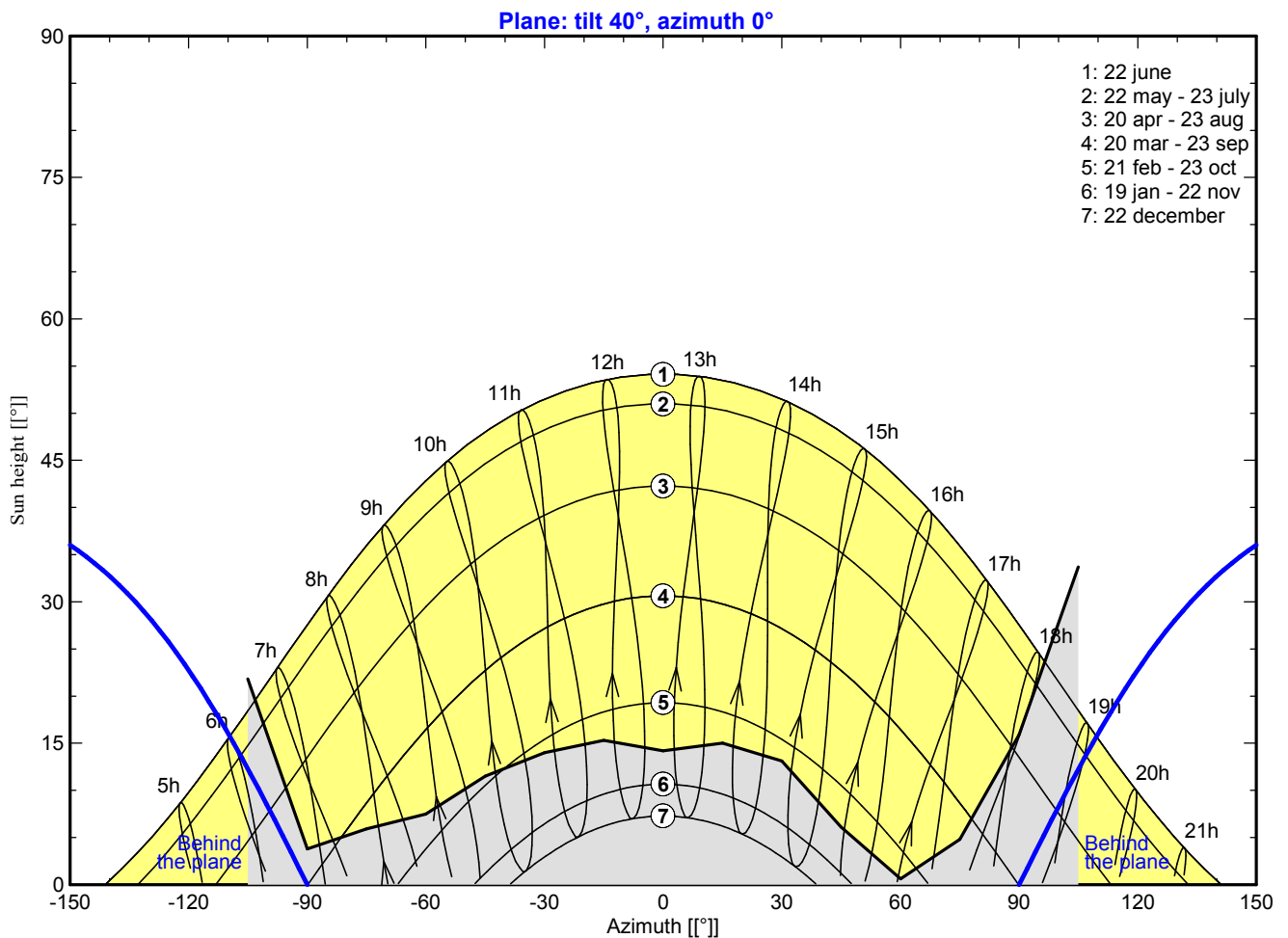
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	tilt 40° azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	



A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 64 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				29610 Wh/day				29610 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				59020 Wh/day				59020 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day	1	108610 W tot	1 h/day	108610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				59020 Wh/day				111010 Wh/day

July and August

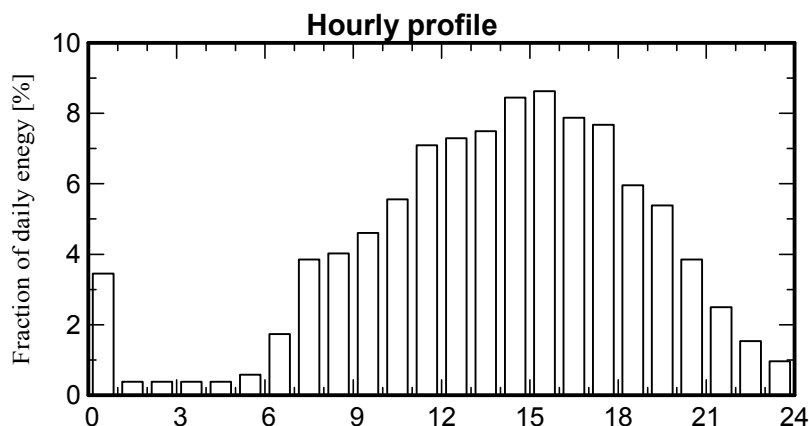
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	132610 W tot	1 h/day	132610 Wh/day	1	108610 W tot	1 h/day	108610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				135010 Wh/day				111010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				47200 Wh/day				47200 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				47200 Wh/day				29610 Wh/day



A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

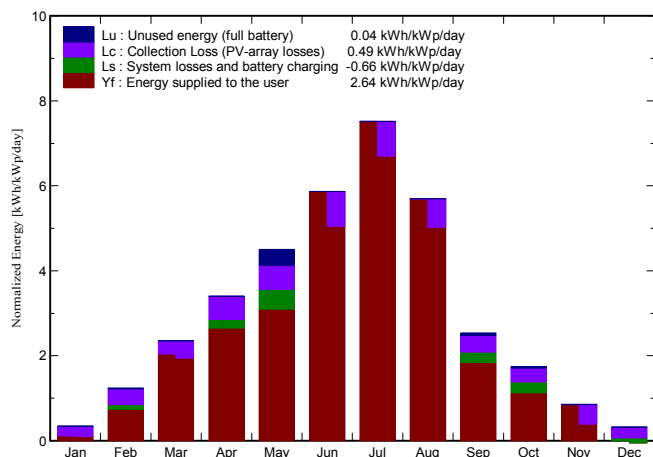
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

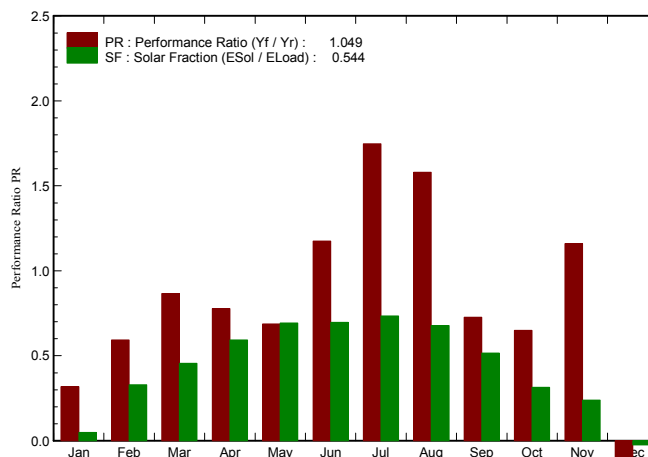
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	9067 kWh/year	Specific prod.	687 kWh/kWp/year
	Used Energy	23372 kWh/year	Excess (unused)	215 kWh/year
	Performance Ratio PR	104.9 %	Solar Fraction SF	54.4 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	10671 kWh/yea	Fuel Consumption	6402/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	21585 NOK/yr
Energy cost		1.34 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	918	918	0.049
February	20.5	27.5	291	10.0	829	829	0.329
March	52.3	64.5	742	2.4	1831	1830	0.456
April	88.8	91.4	1059	2.8	1772	1771	0.592
May	135.2	124.5	1521	153.3	1829	1830	0.692
June	150.5	134.3	1553	2.1	3336	3330	0.697
July	134.2	118.1	1332	2.1	4192	4185	0.735
August	100.8	100.0	1119	2.7	3447	3441	0.677
September	58.1	69.4	784	21.0	1417	1416	0.516
October	32.0	47.5	532	10.4	1464	1463	0.315
November	11.1	10.6	81	2.6	1419	1416	0.238
December	4.2	3.7	22	2.2	918	918	-0.024
Year	794.3	796.8	9067	214.6	23372	23347	0.544

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

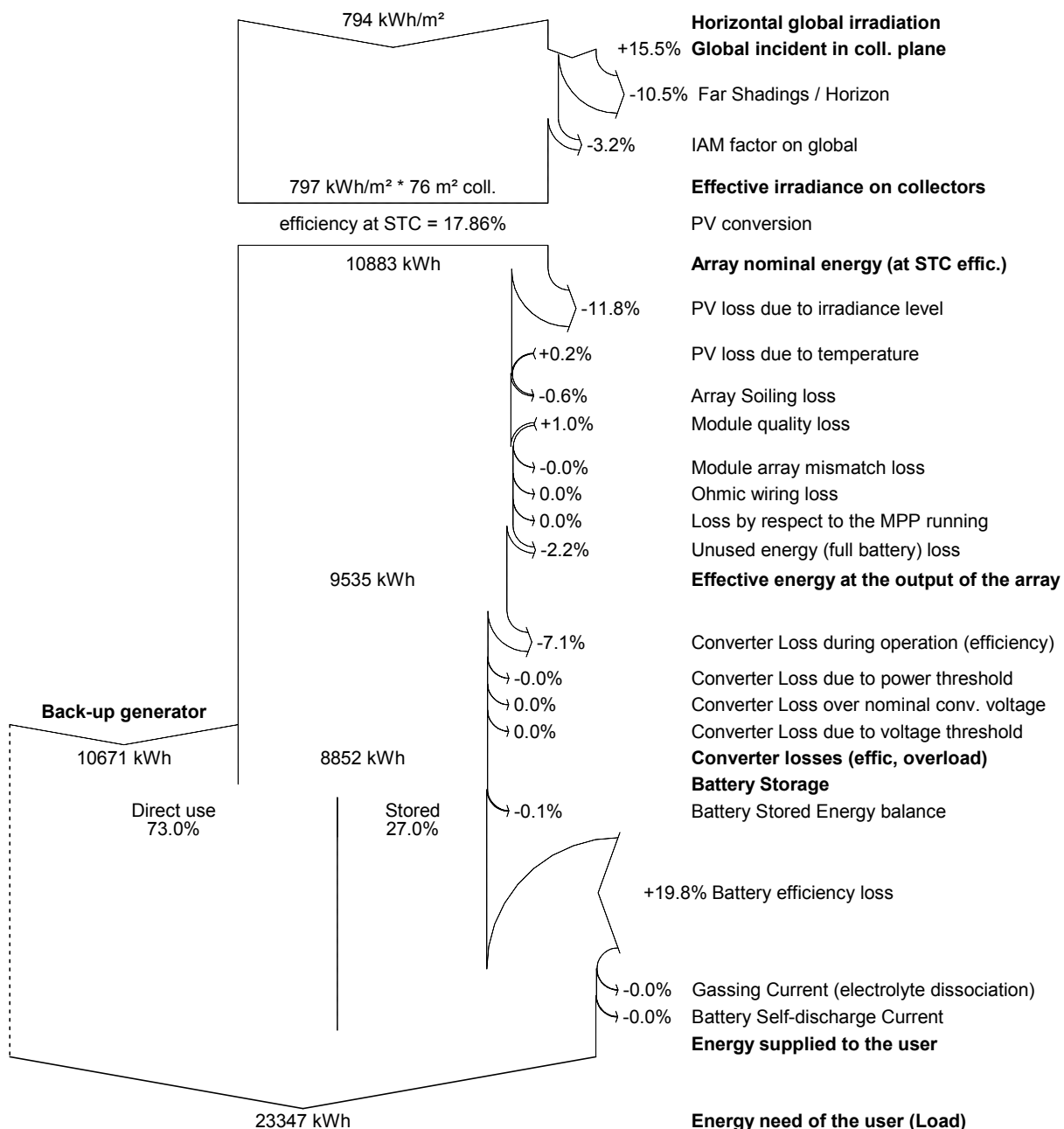
A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Loss diagram over the whole year



A 600m long tunnel scenario
With the same PV system as Kjøladalstunnelen

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 7.1 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 10671 kWh/year)	11716 NOK/year
Total yearly cost		31382 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	23.4 MWh / year
Excess energy (battery full)	0.2 MWh / year
Used energy cost	1.34 NOK / kWh

A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Kjøladalstunnelen

Geographical Site Kjøladalstunnelen Country Norway

Situation Latitude 59.3°N Longitude 6.3°E

Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data: Kjøladalstunnelen Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : New simulation variant

Simulation date 28/05/14 15h06

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 40° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Average Height 11.1°

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SW 275 Mono**
 Manufacturer SolarWorld
 Number of PV modules In series 6 modules In parallel 42 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 252 Unit Nom. Power 275 Wp
 Array global power Nominal (STC) **69.3 kWp** At operating cond. 65.5 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 181 V I mpp 362 A
 Total area Module area **401 m²**

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 0.5 %
 Thermal Loss factor U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 0.000 mOhm Loss Fraction 0.0 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.1 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System Parameter System type **Stand alone with back-up generator System**

Battery Model **S550**

Manufacturer Rolls
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 2996 Ah

Nb. of units 8 in series x 7 in parallel

Temperature Fixed (20°C)

Regulator Model Generic Default with MPPT converter

Technology MPPT converter Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Converter Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %

Battery Management Thresholds Charging 54.0/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V

Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset) Model 1.5 kW

Manufacturer Back-up generator

Power 2 kW

A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 2996 Ah
	Nb. of units	8 in series x 7 in parallel	
	Temperature	Fixed (20°C)	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 64 kWh/Day	

A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

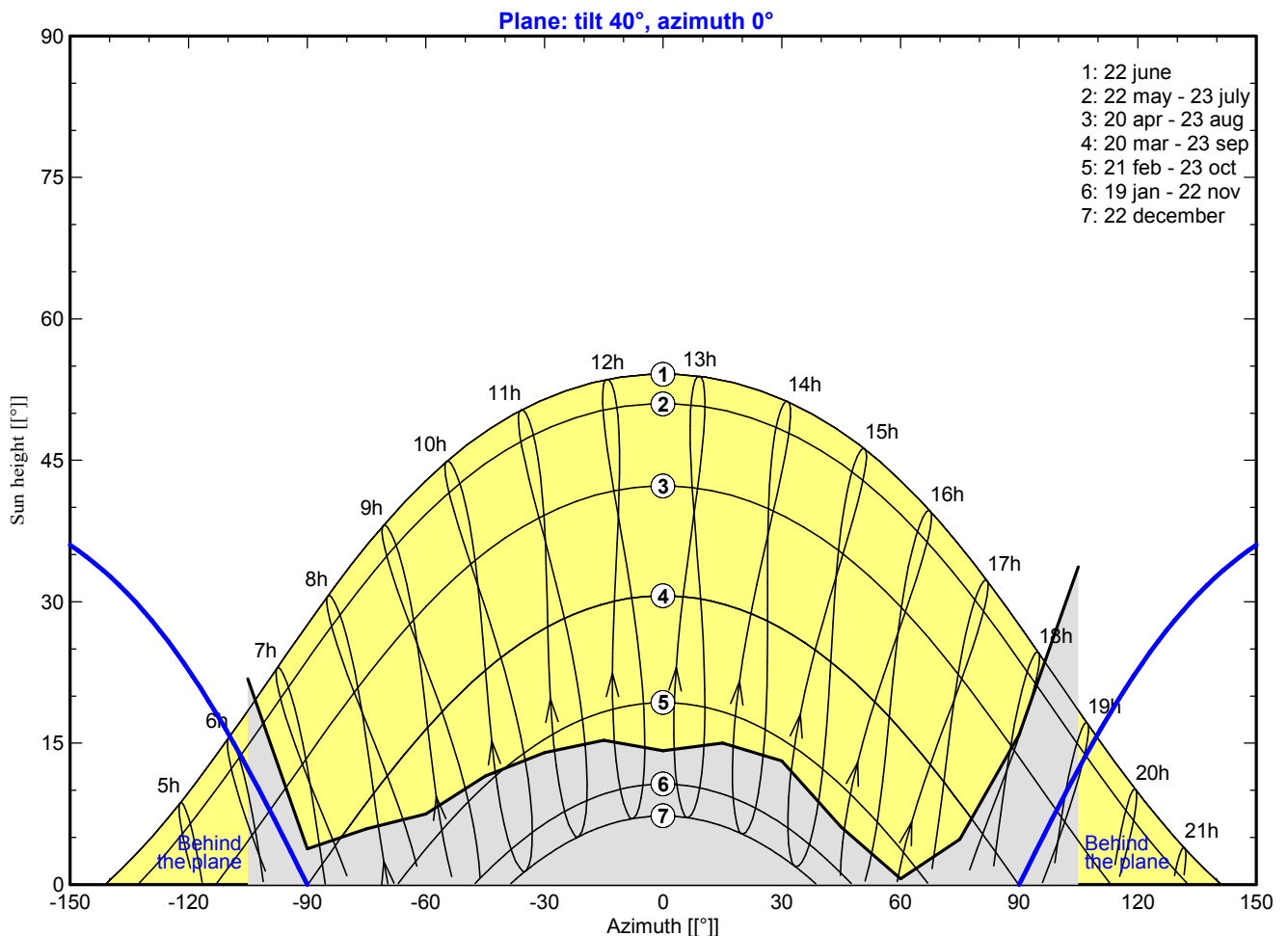
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	
PV Array	tilt	40°	azimuth 0°
Battery	Nb. of modules	252	Pnom total 69.3 kWp
battery Pack	Model	S550	Technology sealed, AGM
User's needs	Nb. of units	56	Voltage / Capacity 48 V / 2996 Ah
	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	



A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	252	Pnom total 69.3 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	56	Voltage / Capacity 48 V / 2996 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 64 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				29610 Wh/day				29610 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				59020 Wh/day				59020 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	56620 W tot	1 h/day	56620 Wh/day	1	108610 W tot	1 h/day	108610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				59020 Wh/day				111010 Wh/day

July and August

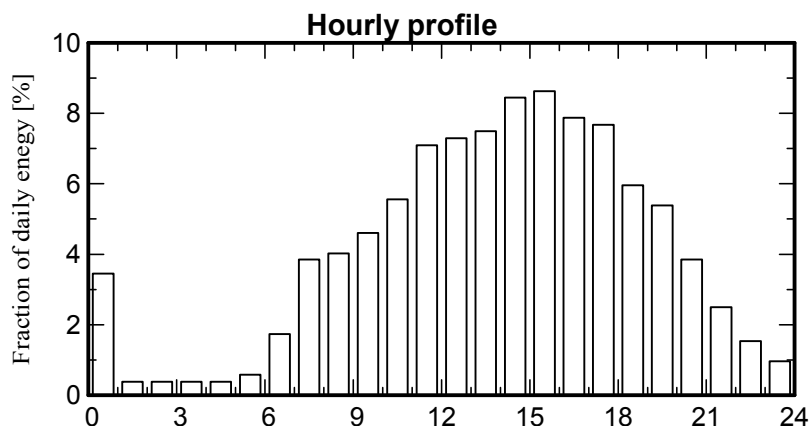
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	132610 W tot	1 h/day	132610 Wh/day	1	108610 W tot	1 h/day	108610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				135010 Wh/day				111010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				47200 Wh/day				47200 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	44800 W tot	1 h/day	44800 Wh/day	1	27210 W tot	1 h/day	27210 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				47200 Wh/day				29610 Wh/day



A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

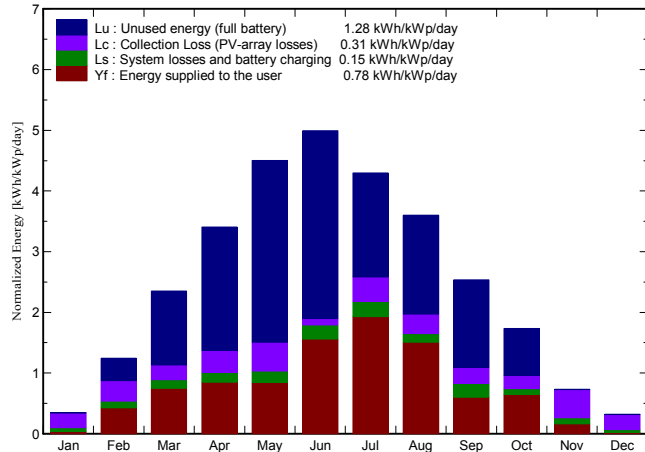
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

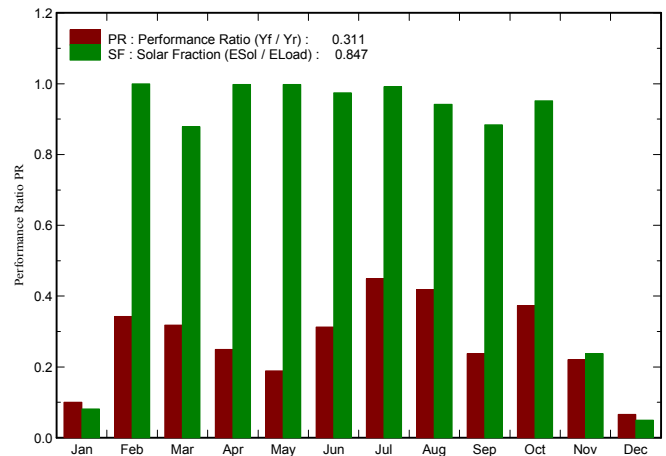
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	252	Pnom total 69.3 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	56	Voltage / Capacity 48 V / 2996 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	53.18 MWh/year	Specific prod.	767 kWh/kWp/year
	Used Energy	23.31 MWh/year	Excess (unused)	32.32 MWh/year
	Performance Ratio PR	31.1 %	Solar Fraction SF	84.7 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	3.55 MWh/year	Fuel Consumption	2129/year
Investment	Global incl. taxes	1019763 NOK	Specific	14.7 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	40791 NOK/yr	Running Costs	13765 NOK/yr
Energy cost		2.34 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 69.3 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
January	6.5	5.2	0.159	0.015	0.918	0.918	0.081
February	20.5	27.5	1.610	0.722	0.829	0.829	0.999
March	52.3	64.5	4.325	2.623	1.827	1.830	0.878
April	88.8	91.4	6.087	4.223	1.767	1.771	0.998
May	135.2	124.5	8.387	6.433	1.826	1.830	0.998
June	150.5	134.3	9.802	6.431	3.323	3.330	0.975
July	134.2	118.1	7.986	3.686	4.176	4.185	0.991
August	100.8	100.0	6.711	3.499	3.438	3.441	0.942
September	58.1	69.4	4.495	3.002	1.415	1.416	0.884
October	32.0	47.5	3.079	1.666	1.462	1.463	0.951
November	11.1	10.6	0.427	0.014	1.416	1.416	0.237
December	4.2	3.7	0.115	0.012	0.918	0.918	0.050
Year	794.3	796.8	53.183	32.325	23.315	23.347	0.847

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

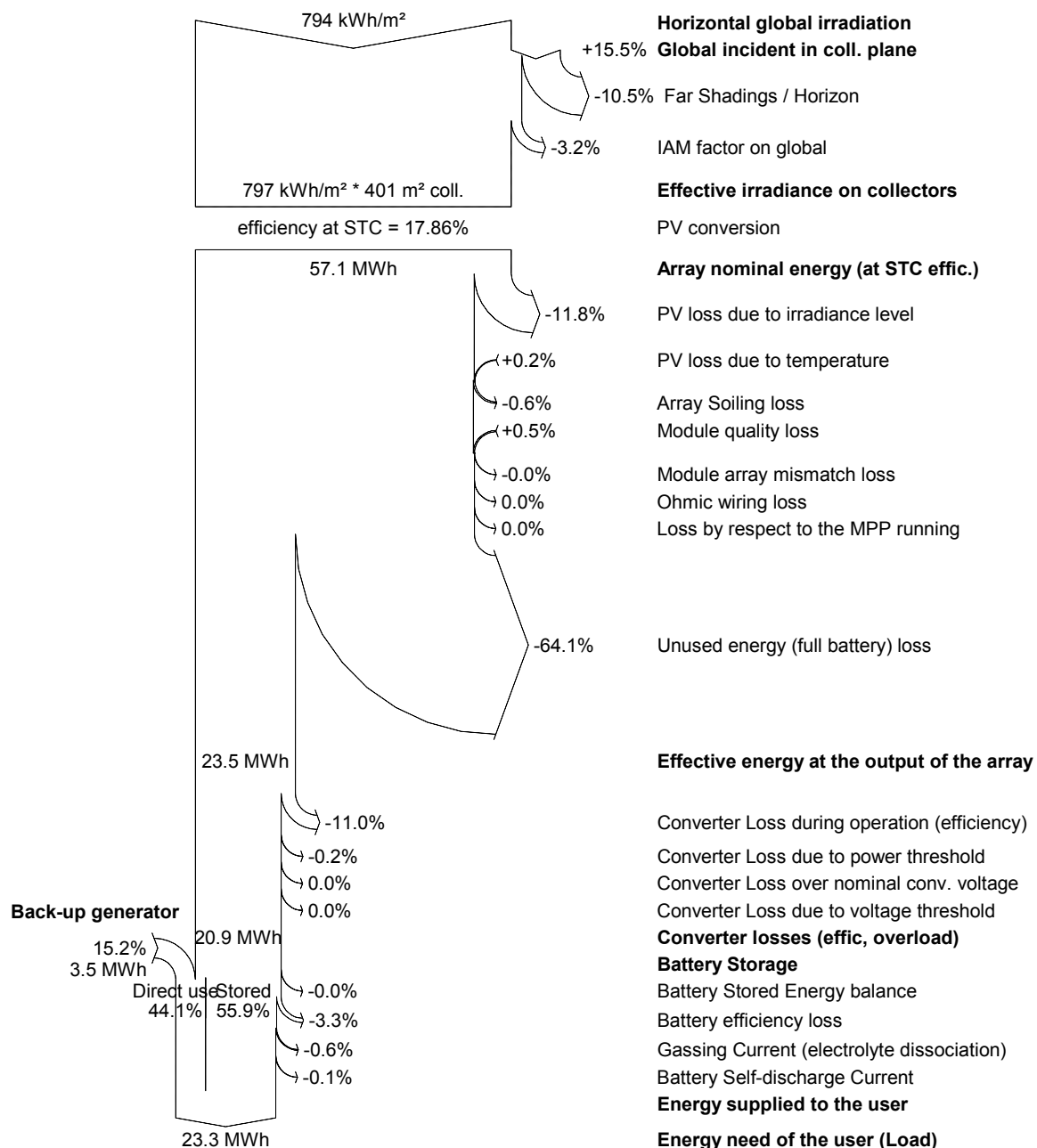
A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	252	Pnom total 69.3 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	56	Voltage / Capacity 48 V / 2996 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Loss diagram over the whole year



A 600m long tunnel scenario
With a PV system yielding 85 % SF

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	252	Pnom total 69.3 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	56	Voltage / Capacity 48 V / 2996 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 23.35 MWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	252 units	3540 NOK / unit	892080 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	56 units	2195 NOK / unit	122920 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			1019763 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		1019763 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		1019763 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		1019763 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	40791 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 5.5 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 3549 kWh/year)	3897 NOK/year
Total yearly cost		54555 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	23.3 MWh / year
Excess energy (battery full)	32.3 MWh / year
Used energy cost	2.34 NOK / kWh

Vedlegg F

Simuleringsresultater for variant med best geografisk posisjon, beskrevet i avsnitt 7.1.3.

The Kjøladal PV plant in Grimstad, Norway
With a flat horizon

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Kjøladalstunnelen

Geographical Site Grimstad Country Norway

Situation Latitude 58.3°N Longitude 8.6°E

Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 33 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.68	0.68	0.68	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.68

Meteo data: Grimstad Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : New simulation variant

Simulation date 28/05/14 13h53

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 40° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SW 275 Mono**
 Manufacturer SolarWorld
 Number of PV modules In series 6 modules In parallel 8 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 48 Unit Nom. Power 275 Wp
 Array global power Nominal (STC) **13.20 kWp** At operating cond. 12.48 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 181 V I mpp 69 A
 Total area Module area **76.5 m²**

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 0.5 %
 Thermal Loss factor U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 0.000 mOhm Loss Fraction 0.0 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.1 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System Parameter System type **Stand alone with back-up generator System**

Battery Model **S550**
 Manufacturer Rolls
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 1712 Ah
 Nb. of units 8 in series x 4 in parallel
 Temperature External ambient temperature

Regulator Model Generic Default with MPPT converter
 Technology MPPT converter Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Converter Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %
 Battery Management Thresholds Charging 54.0/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V
 Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset) Model 1.5 kW
 Manufacturer Back-up generator
 Power 2 kW

The Kjøladal PV plant in Grimstad, Norway
With a flat horizon

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 14.5 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				7530 Wh/day				7530 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				13620 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				24010 Wh/day

July and August

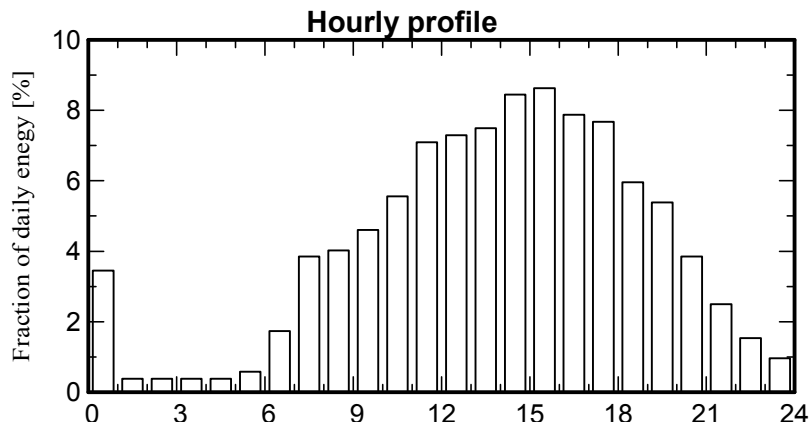
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	26500 W tot	1 h/day	26500 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				28900 Wh/day				24010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				11090 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				7530 Wh/day



The Kjøladal PV plant in Grimstad, Norway
With a flat horizon

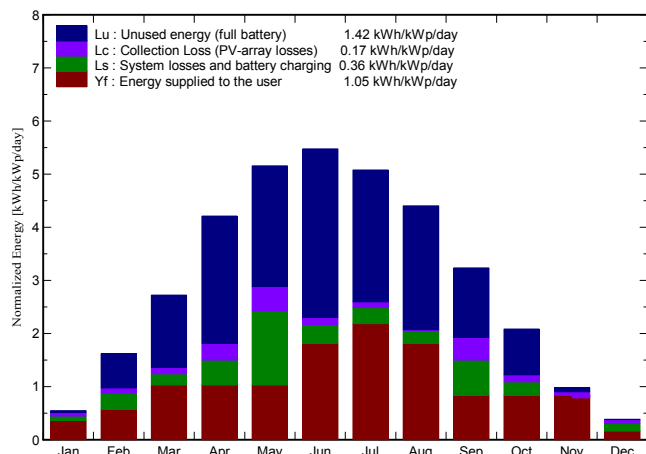
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

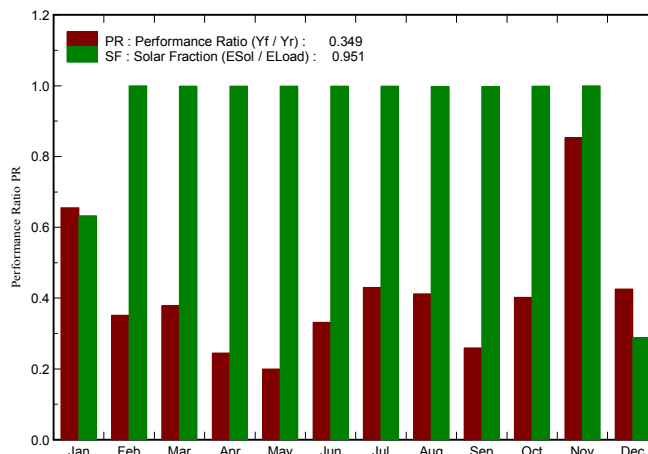
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator
PV Field Orientation	tilt 40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules 48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units 32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications global 5300 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	13077 kWh/year	Specific prod.	991 kWh/kWp/year
	Used Energy	5294 kWh/year	Excess (unused)	6824 kWh/year
	Performance Ratio PR	34.9 %	Solar Fraction SF	95.1 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	252 kWh/year	Fuel Consumption	151/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	10145 NOK/yr
Energy cost		3.77 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SoIFrac
January	9.1	16.6	172	15	233.4	233.4	0.633
February	24.0	44.2	535	238	210.7	210.8	0.999
March	58.5	81.8	1022	558	421.6	422.2	0.999
April	103.5	122.5	1495	950	408.0	408.6	0.999
May	152.7	154.7	1856	929	421.6	422.2	0.998
June	166.5	158.9	2047	1258	719.2	720.3	0.998
July	154.9	152.2	1958	1015	894.5	895.9	0.998
August	122.2	132.1	1733	954	743.0	744.3	0.998
September	73.4	94.2	1070	520	332.1	332.7	0.998
October	39.0	63.0	761	353	343.4	343.8	0.999
November	14.2	28.7	317	33	332.7	332.7	1.000
December	5.9	11.6	112	3	233.5	233.4	0.288
Year	923.9	1060.5	13077	6824	5293.7	5300.4	0.951

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SoIFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

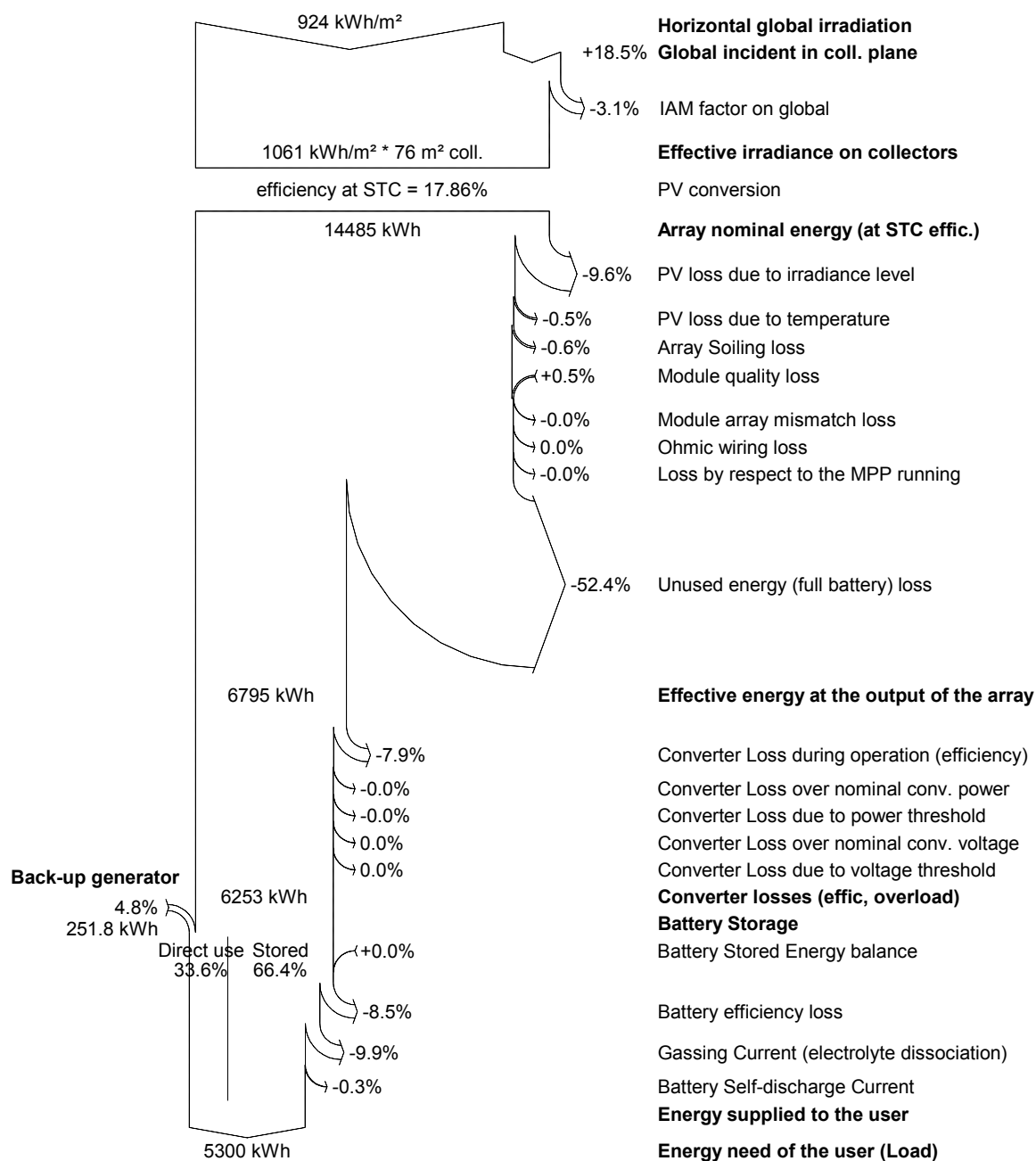
The Kjøladal PV plant in Grimstad, Norway
With a flat horizon

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator
PV Field Orientation	tilt 40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules 48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units 32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications global 5300 kWh/year

Loss diagram over the whole year



The Kjøladal PV plant in Grimstad, Norway
With a flat horizon

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 10.4 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 252 kWh/year)	277 NOK/year
Total yearly cost		19942 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	5294 kWh / year
Excess energy (battery full)	6824 kWh / year
Used energy cost	3.77 NOK / kWh

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Simulation parameters

Project :**Kjøladalstunnelen****Geographical Site****Kjøladalstunnelen**Country **Norway****Situation**

Latitude 59.3°N

Longitude 6.3°E

Time defined as

Legal Time Time zone UT+1

Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data:**Kjøladalstunnelen** Synthetic - Meteonorm 6.1**Simulation variant : New simulation variant**

Simulation date 28/05/14 13h13

Simulation parameters**Collector Plane Orientation**

Tilt 40°

Azimuth 0°

Models used

Transposition Perez

Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon

Average Height 11.1°

PV Array Characteristics**PV module**Si-mono Model **SW 275 Mono**

Manufacturer SolarWorld

Number of PV modules

In series 6 modules

In parallel 8 strings

Total number of PV modules

Nb. modules 48

Unit Nom. Power 275 Wp

Array global power

Nominal (STC) **13.20 kWp**

At operating cond. 12.48 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C)

U mpp 181 V

I mpp 69 A

Total area

Module area **76.5 m²****PV Array loss factors**

Array Soiling Losses

Loss Fraction 0.5 %

Thermal Loss factor

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss

Global array res. 0.000 mOhm

Loss Fraction 0.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -1.0 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 0.1 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization

IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)

bo Param. 0.05

System ParameterSystem type **Stand alone with back-up generator System****Battery**Model **S550**

Manufacturer Rolls

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V

Nominal Capacity 1712 Ah

Nb. of units 8 in series x 4 in parallel

Temperature External ambient temperature

Regulator

Model Generic Default with MPPT converter

Technology MPPT converter

Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %

Battery Management Thresholds

Charging 54.0/52.3 V

Discharging 47.0/50.4 V

Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset)

Model 1.5 kW

Manufacturer Back-up generator

Power 2 kW

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 1712 Ah
	Nb. of units	8 in series x 4 in parallel	
	Temperature	External ambient temperature	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 14.5 kWh/Day	

Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

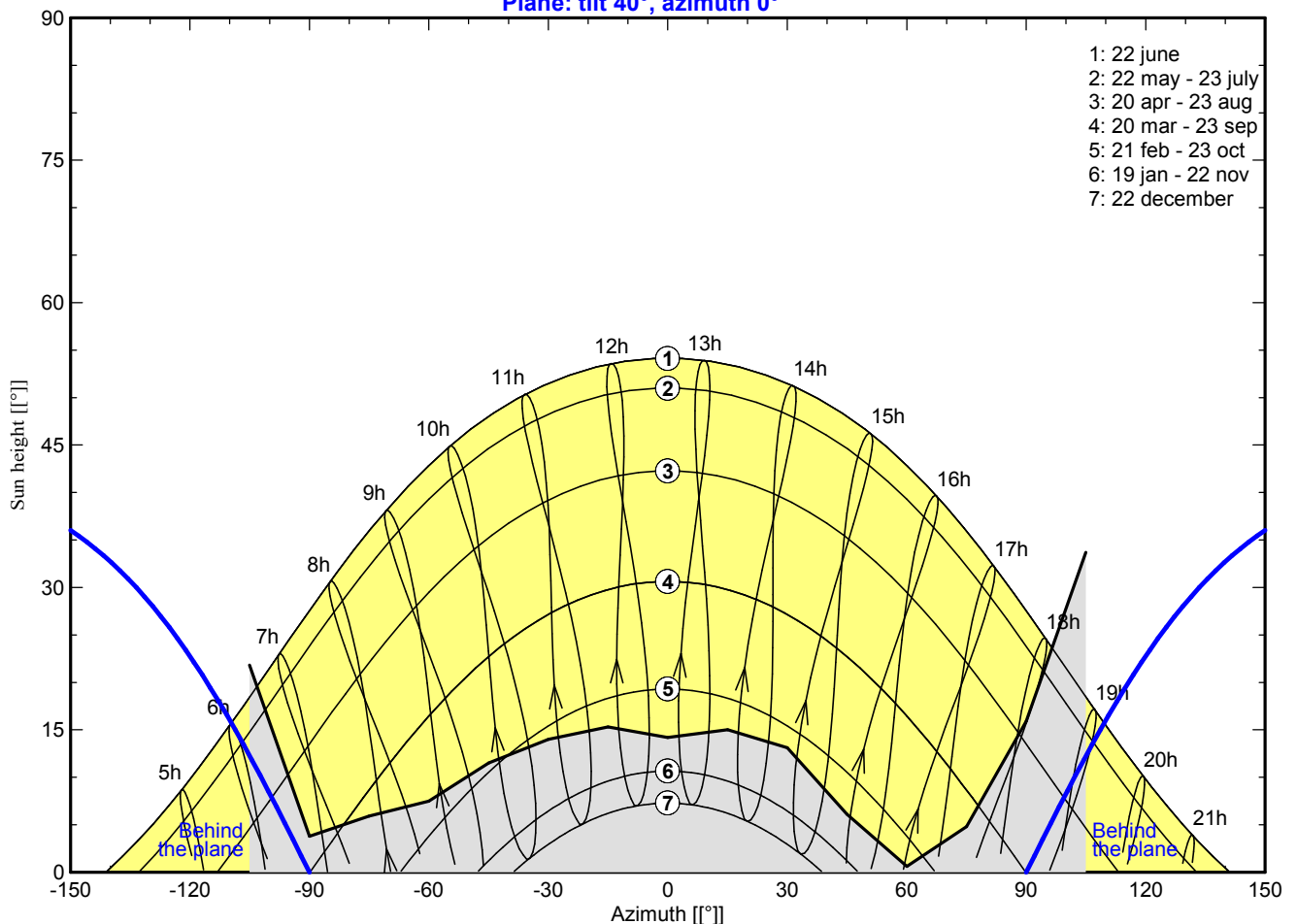
Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator		
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	tilt	40°
PV Array	Nb. of modules	48	azimuth	0°
Battery	Model	S550	Pnom total	13.20 kWp
battery Pack	Nb. of units	32	Technology	sealed, AGM
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
			global	5300 kWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	

Plane: tilt 40°, azimuth 0°



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 14.5 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				7530 Wh/day				7530 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				13620 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				24010 Wh/day

July and August

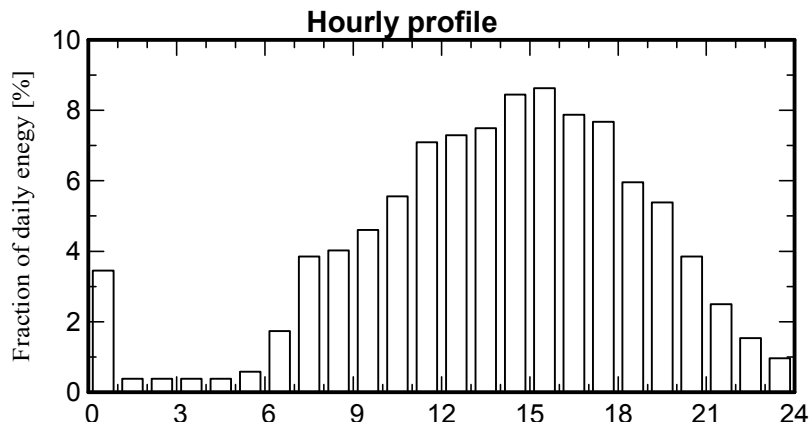
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	26500 W tot	1 h/day	26500 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				28900 Wh/day				24010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				11090 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				7530 Wh/day



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

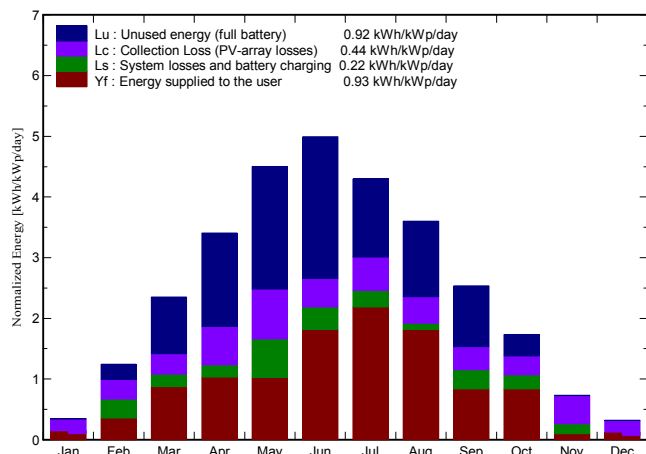
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

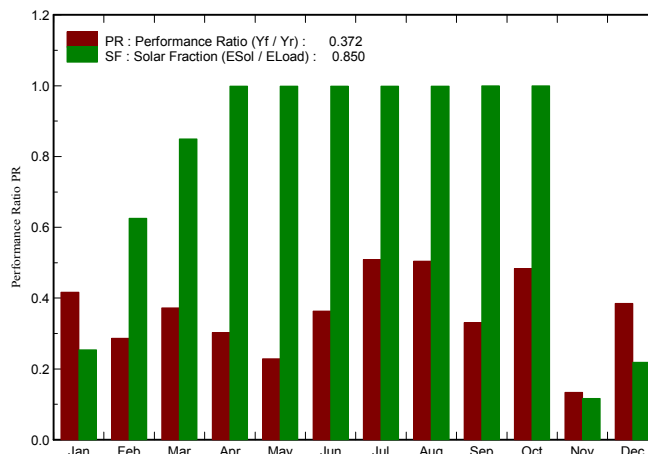
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	9469 kWh/year	Specific prod.	717 kWh/kWp/year
	Used Energy	5296 kWh/year	Excess (unused)	4423 kWh/year
	Performance Ratio PR	37.2 %	Solar Fraction SF	85.0 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	793 kWh/year	Fuel Consumption	476/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	10739 NOK/yr
Energy cost		3.88 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SoIFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	233.5	233.4	0.254
February	20.5	27.5	308	92.0	210.7	210.8	0.625
March	52.3	64.5	781	381.6	421.8	422.2	0.850
April	88.8	91.4	1047	607.8	408.1	408.6	0.999
May	135.2	124.5	1448	827.7	421.6	422.2	0.999
June	150.5	134.3	1719	926.1	719.3	720.3	0.999
July	134.2	118.1	1457	528.1	894.8	895.9	0.999
August	100.8	100.0	1229	509.7	743.4	744.3	0.999
September	58.1	69.4	806	397.1	332.5	332.7	0.999
October	32.0	47.5	543	145.0	343.6	343.8	0.999
November	11.1	10.6	81	2.6	332.8	332.7	0.117
December	4.2	3.7	22	2.2	233.5	233.4	0.218
Year	794.3	796.8	9469	4422.9	5295.6	5300.4	0.850

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SoIFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

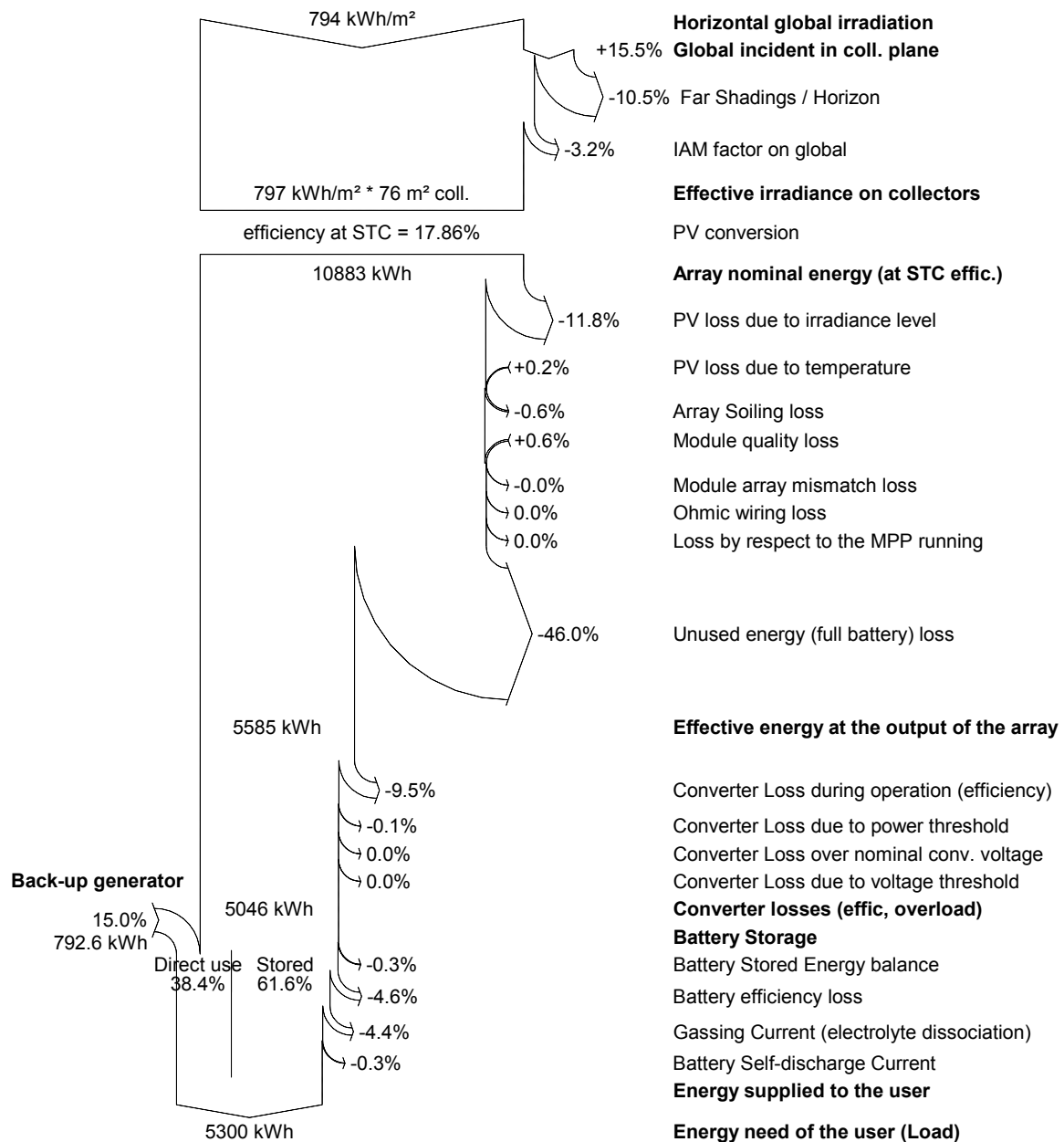
Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator		
Horizon	Average Height	11.1°		
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth	0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total	13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology	sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global	5300 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Kjøladalstunnelen 10 kW of installed light fixtures

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen**Simulation variant :** New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 11.5 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 793 kWh/year)	870 NOK/year
Total yearly cost		20536 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	5296 kWh / year
Excess energy (battery full)	4423 kWh / year
Used energy cost	3.88 NOK / kWh

Vedlegg G

Simuleringsresultater for variant med flat horisont, beskrevet i avsnitt 7.1.4.

Kjøladalstunnelen with a clear field of view horizon

Stand Alone System: Simulation parameters

Project :**Kjøladalstunnelen****Geographical Site****Kjøladalstunnelen**Country **Norway****Situation**

Latitude 59.3°N

Longitude 6.3°E

Time defined as

Legal Time Time zone UT+1

Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data:**Kjøladalstunnelen** Synthetic - Meteonorm 6.1**Simulation variant : New simulation variant**

Simulation date 28/05/14 13h23

Simulation parameters**Collector Plane Orientation**

Tilt 40°

Azimuth 0°

Models used

Transposition Perez

Diffuse Erbs, Meteonorm

PV Array Characteristics**PV module**

Si-mono

Model **SW 275 Mono**

Manufacturer SolarWorld

Number of PV modules

In series 6 modules

In parallel 8 strings

Total number of PV modules

Nb. modules 48

Unit Nom. Power 275 Wp

Array global power

Nominal (STC) **13.20 kWp**

At operating cond. 12.48 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C)

U mpp 181 V

I mpp 69 A

Total area

Module area **76.5 m²****PV Array loss factors**

Array Soiling Losses

Loss Fraction 0.5 %

Thermal Loss factor

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss

Global array res. 0.000 mOhm

Loss Fraction 0.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -1.0 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 0.1 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization

IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)

bo Param. 0.05

System ParameterSystem type **Stand alone with back-up generator System****Battery**Model **S550**

Manufacturer Rolls

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V

Nominal Capacity 1712 Ah

Nb. of units 8 in series x 4 in parallel

Temperature External ambient temperature

Regulator

Model Generic Default with MPPT converter

Technology MPPT converter

Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %

Battery Management Thresholds

Charging 54.0/52.3 V

Discharging 47.0/50.4 V

Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset)

Model 1.5 kW

Manufacturer Back-up generator

Power 2 kW

User's needs :

Daily household consumers

Monthly Specifications

average

14.5 kWh/Day

Kjøladalstunnelen with a clear field of view horizon

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 14.5 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				7530 Wh/day				7530 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				13620 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				24010 Wh/day

July and August

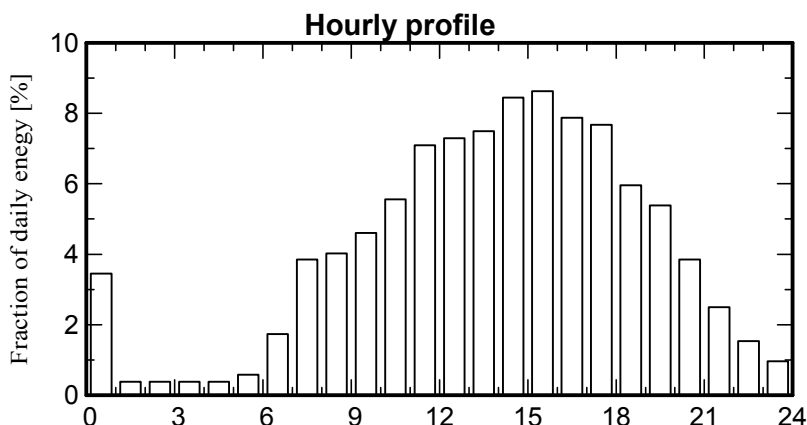
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	26500 W tot	1 h/day	26500 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				28900 Wh/day				24010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				11090 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				7530 Wh/day



Kjøladalstunnelen with a clear field of view horizon

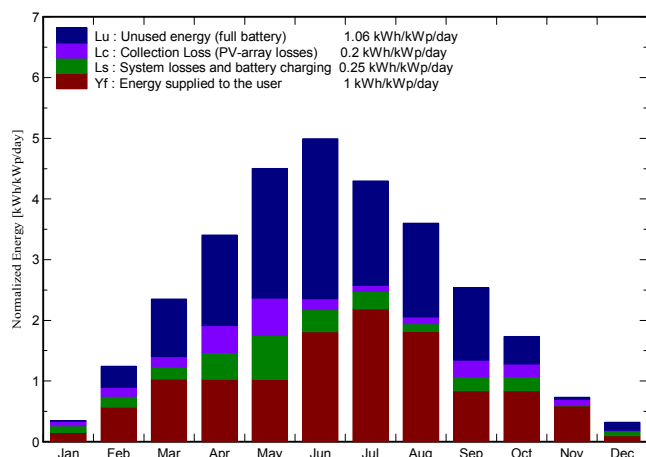
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

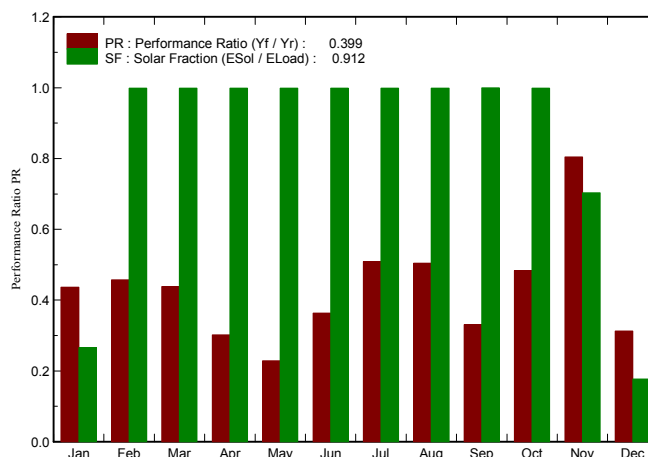
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator
PV Field Orientation	tilt 40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules 48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units 32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications global 5300 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	10587 kWh/year	Specific prod.	802 kWh/kWp/year
	Used Energy	5295 kWh/year	Excess (unused)	5096 kWh/year
	Performance Ratio PR	39.9 %	Solar Fraction SF	91.2 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	462 kWh/year	Fuel Consumption	277/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	10376 NOK/yr
Energy cost		3.81 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	6.5	10.5	97	4	233.5	233.4	0.266
February	20.5	33.9	375	130	210.6	210.8	0.999
March	52.3	70.7	849	388	421.8	422.2	0.999
April	88.8	98.9	1120	591	407.9	408.6	0.998
May	135.2	134.8	1533	875	421.6	422.2	0.998
June	150.5	144.9	1836	1044	719.1	720.3	0.998
July	134.2	128.7	1640	704	894.5	895.9	0.998
August	100.8	108.1	1362	633	743.4	744.3	0.999
September	58.1	74.0	848	473	332.5	332.7	0.999
October	32.0	52.3	588	186	343.5	343.8	0.999
November	11.1	21.4	224	13	332.7	332.7	0.704
December	4.2	9.7	113	54	233.4	233.4	0.177
Year	794.3	887.7	10587	5096	5294.5	5300.4	0.912

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation E User Energy supplied to the user
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E Load Energy need of the user (Load)
 E Avail Available Solar Energy SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)
 EUnused Unused energy (full battery) loss

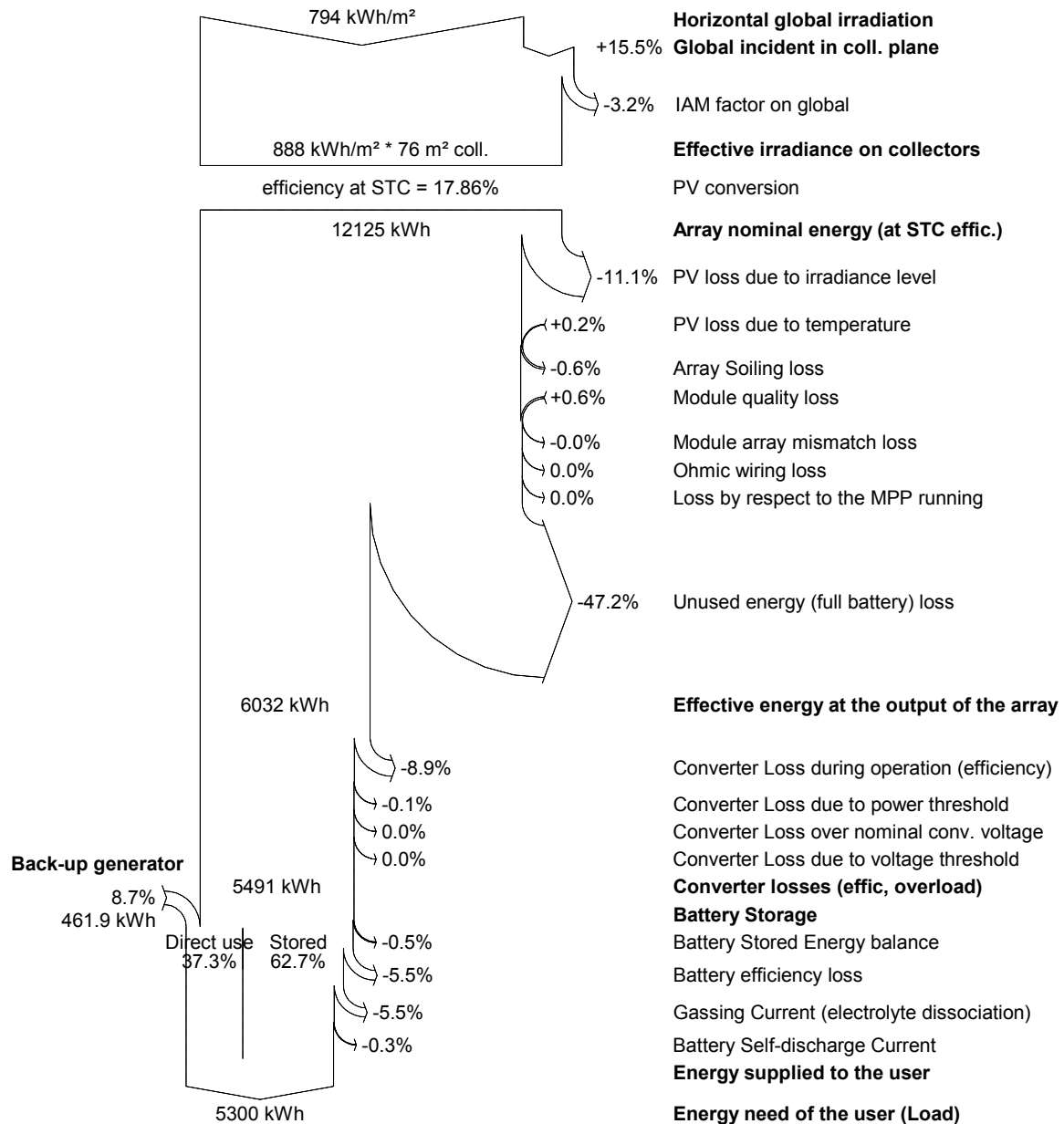
Kjøladalstunnelen with a clear field of view horizon

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Kjøladalstunnelen with a clear field of view horizon

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen**Simulation variant :** New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 11.1 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 462 kWh/year)	507 NOK/year
Total yearly cost		20172 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	5295 kWh / year
Excess energy (battery full)	5096 kWh / year
Used energy cost	3.81 NOK / kWh

Vedlegg H

Simuleringsresultater for variant med dobbel ÅDT, beskrevet i avsnitt 7.1.5.

Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Kjøladalstunnelen

Geographical Site Kjøladalstunnelen **Country** Norway

Situation Latitude 59.3°N Longitude 6.3°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 10 m
 Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data: Kjøladalstunnelen Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : New simulation variant

Simulation date 04/06/14 10h12

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 40° Azimuth 0°
Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm
Horizon Average Height 11.1°

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SW 275 Mono**
 Manufacturer SolarWorld
 Number of PV modules In series 6 modules In parallel 8 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 48 Unit Nom. Power 275 Wp
 Array global power Nominal (STC) **13.20 kWp** At operating cond. 12.48 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 181 V I mpp 69 A
 Total area Module area **76.5 m²**

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 0.5 %
 Thermal Loss factor Uc (const) 29.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 0.000 mOhm Loss Fraction 0.0 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.1 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System Parameter System type **Stand alone with back-up generator System**

Battery Model **S550**
 Manufacturer Rolls
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 1712 Ah
 Nb. of units 8 in series x 4 in parallel
 Temperature External ambient temperature

Regulator Model Generic Default with MPPT converter
 Technology MPPT converter Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Converter Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %
 Battery Management Thresholds Charging 54.0/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V
 Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset) Model 1.5 kW
 Manufacturer Back-up generator
 Power 2 kW

Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 1712 Ah
	Nb. of units	8 in series x 4 in parallel	
	Temperature	External ambient temperature	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 26.6 kWh/Day	

Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

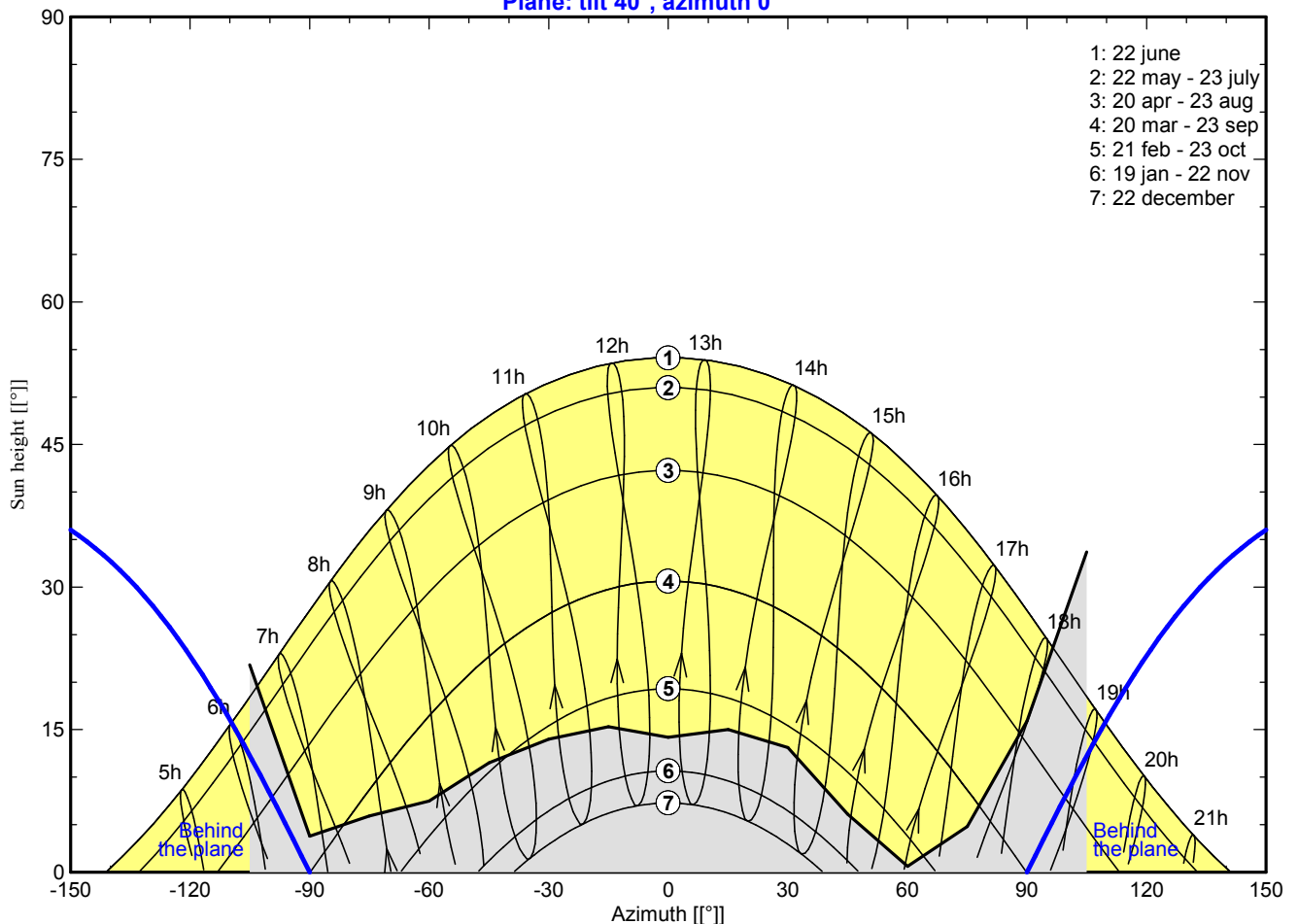
Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator		
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	tilt	40°
PV Array	Nb. of modules	48	azimuth	0°
Battery	Model	S550	Pnom total	13.20 kWp
battery Pack	Nb. of units	32	Technology	sealed, AGM
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
			global	9726 kWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	

Plane: tilt 40°, azimuth 0°



Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnele
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 9726 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 26.6 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	10260 W tot	1 h/day	10260 Wh/day	1	10260 W tot	1 h/day	10260 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				12660 Wh/day				12660 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	22450 W tot	1 h/day	22450 Wh/day	1	22450 W tot	1 h/day	22450 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				24850 Wh/day				24850 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	22450 W tot	1 h/day	22450 Wh/day	1	43220 W tot	1 h/day	43220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				24850 Wh/day				45620 Wh/day

July and August

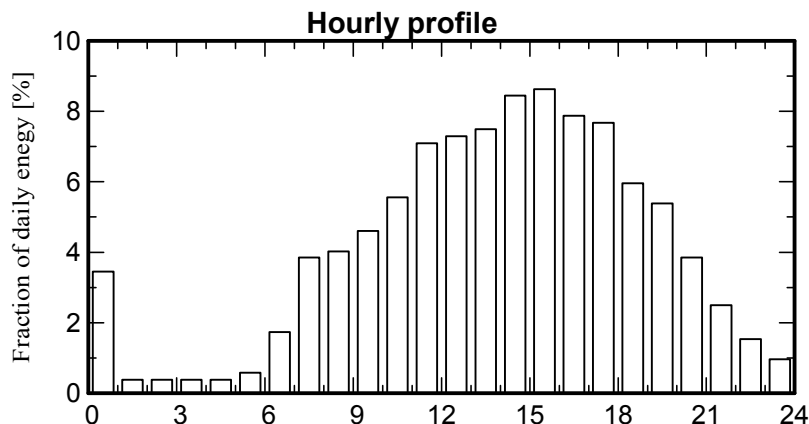
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	53000 W tot	1 h/day	53000 Wh/day	1	43220 W tot	1 h/day	43220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				55400 Wh/day				45620 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	17380 W tot	1 h/day	17380 Wh/day	1	17380 W tot	1 h/day	17380 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				19780 Wh/day				19780 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	17380 W tot	1 h/day	17380 Wh/day	1	10260 W tot	1 h/day	10260 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				19780 Wh/day				12660 Wh/day



Double traffic
Same PV system

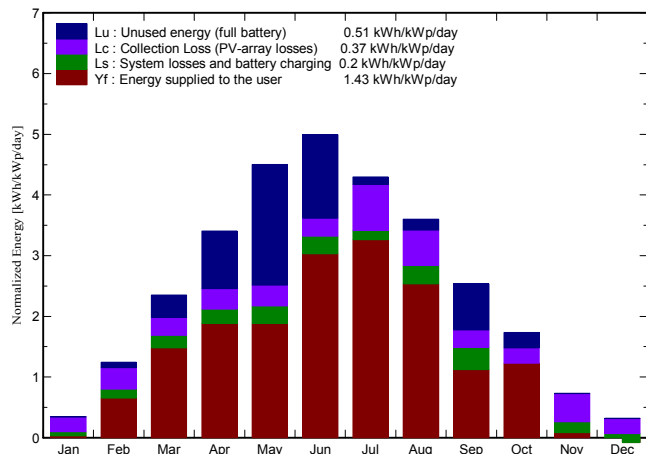
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

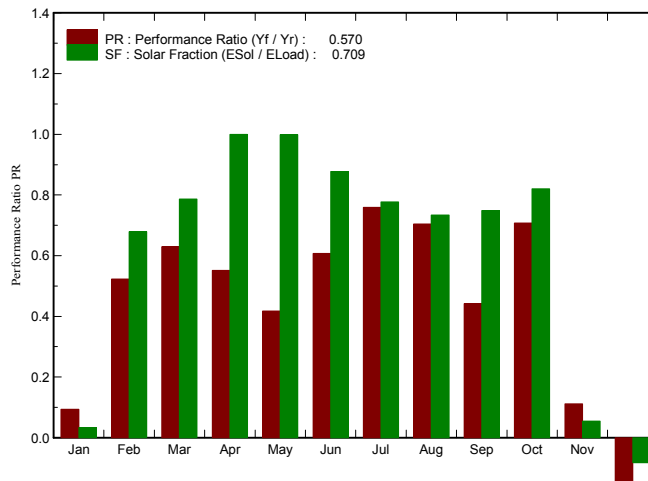
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator
Horizon	Average Height	11.1°
PV Field Orientation	tilt	40°
PV Array	Nb. of modules	48
Battery	Model	S550
battery Pack	Nb. of units	32
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications
		global 9726 kWh/year
		azimuth 0°
		Pnom total 13.20 kWp
		Technology sealed, AGM
		Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah

Main simulation results				
System Production	Available Energy	9694 kWh/year	Specific prod.	734 kWh/kWp/year
	Used Energy	9721 kWh/year	Excess (unused)	2459 kWh/year
	Performance Ratio PR	57.0 %	Solar Fraction SF	70.9 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	2825 kWh/year	Fuel Consumption	1695/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	9868 NOK/yr
Energy cost		2.02 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	6.5	5.2	30	2.9	393	392	0.034
February	20.5	27.5	298	34.7	354	354	0.679
March	52.3	64.5	789	151.1	770	770	0.787
April	88.8	91.4	1153	376.0	745	746	0.999
May	135.2	124.5	1634	815.1	769	770	0.999
June	150.5	134.3	1770	544.4	1367	1369	0.878
July	134.2	118.1	1356	50.8	1717	1717	0.777
August	100.8	100.0	1156	73.5	1414	1414	0.734
September	58.1	69.4	839	301.8	593	593	0.749
October	32.0	47.5	565	104.5	613	613	0.820
November	11.1	10.6	81	2.6	594	593	0.055
December	4.2	3.7	22	2.2	393	392	-0.083
Year	794.3	796.8	9694	2459.4	9721	9726	0.709

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

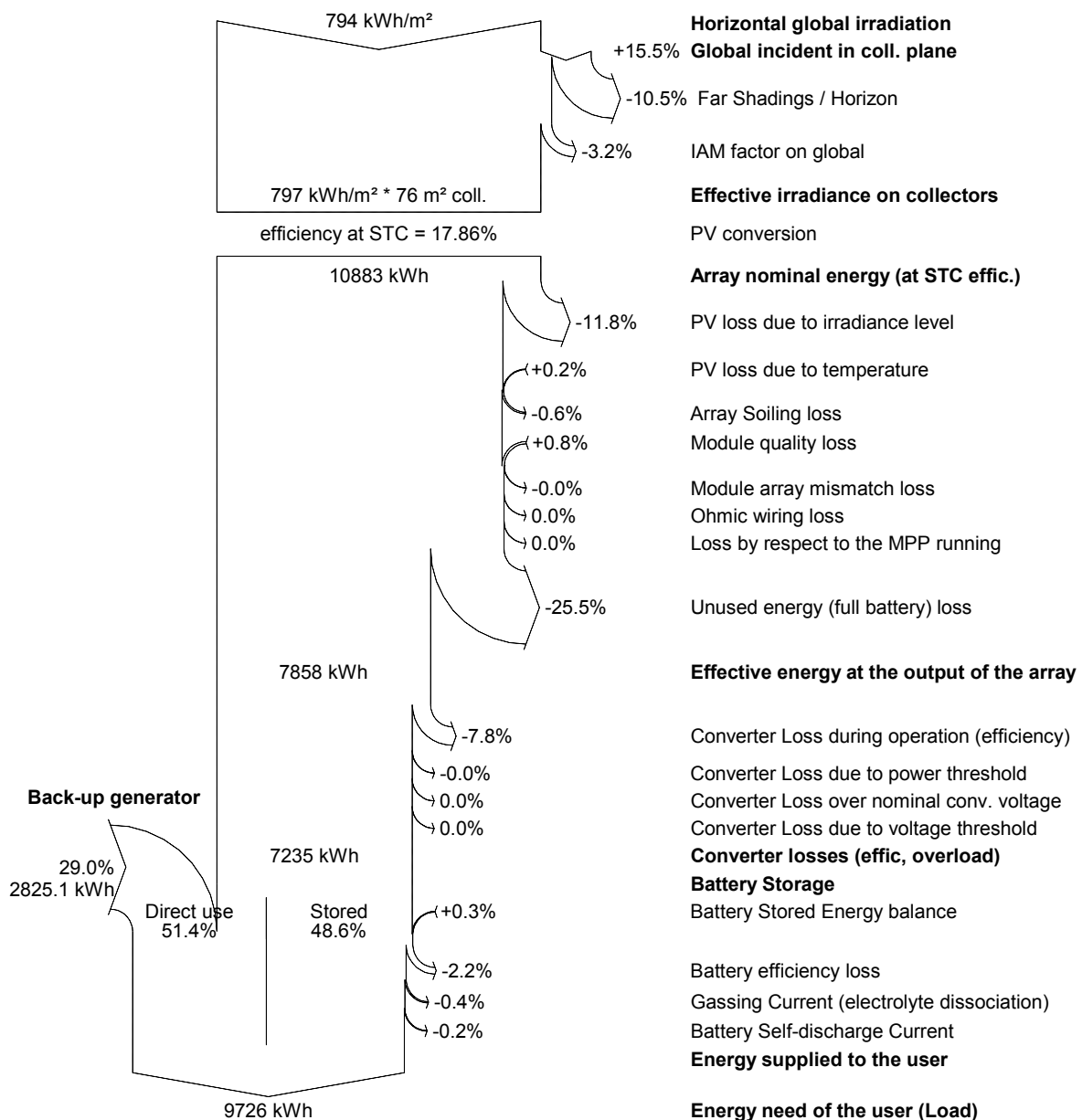
Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 9726 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Double traffic
Same PV system

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 9726 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 9.7 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 2825 kWh/year)	0 NOK/year
Total yearly cost		19665 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	9721 kWh / year
Excess energy (battery full)	2459 kWh / year
Used energy cost	2.02 NOK / kWh

Vedlegg I

Simuleringsresultater for variant av Kjøladsanlegget med batterier i temperert rom, beskrevet i avsnitt 6.2.3.

Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Kjøladalstunnelen

Geographical Site Kjøladalstunnelen Country **Norway**

Situation Latitude 59.3°N Longitude 6.3°E

Time defined as Legal Time Time zone UT+1

Altitude 10 m

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50

Meteo data: Kjøladalstunnelen Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : New simulation variant

Simulation date 28/05/14 14h07

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 40° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Average Height 11.1°

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SW 275 Mono**
 Manufacturer SolarWorld
 Number of PV modules In series 6 modules In parallel 8 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 48 Unit Nom. Power 275 Wp
 Array global power Nominal (STC) **13.20 kWp** At operating cond. 12.48 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 181 V I mpp 69 A
 Total area Module area **76.5 m²**

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 0.5 %
 Thermal Loss factor U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 0.000 mOhm Loss Fraction 0.0 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.1 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

System Parameter System type **Stand alone with back-up generator System**

Battery Model **S550**
 Manufacturer Rolls
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 1712 Ah
 Nb. of units 8 in series x 4 in parallel
 Temperature Fixed (20°C)

Regulator Model Generic Default with MPPT converter
 Technology MPPT converter Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Converter Maxi and EURO efficiencies 97.0/95.0 %
 Battery Management Thresholds Charging 54.0/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V
 Back-Up Genset Command 47.3/51.6 V

Back-up generator (genset) Model 1.5 kW
 Manufacturer Back-up generator
 Power 2 kW

Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Simulation parameters (continued)

System Parameter	System type	Stand alone with back-up generator System	
Battery	Model	S550	
	Manufacturer	Rolls	
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 1712 Ah
	Nb. of units	8 in series x 4 in parallel	
	Temperature	Fixed (20°C)	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0/95.0 %	
Battery Management Thresholds	Charging	54.0/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-Up Genset Command	47.3/51.6 V	
Back-up generator (genset)	Model	1.5 kW	
	Manufacturer	Back-up generator	
	Power	2 kW	
User's needs :	Daily household consumers average	Monthly Specifications 14.5 kWh/Day	

Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Horizon definition

Project : Kjøladalstunnelen

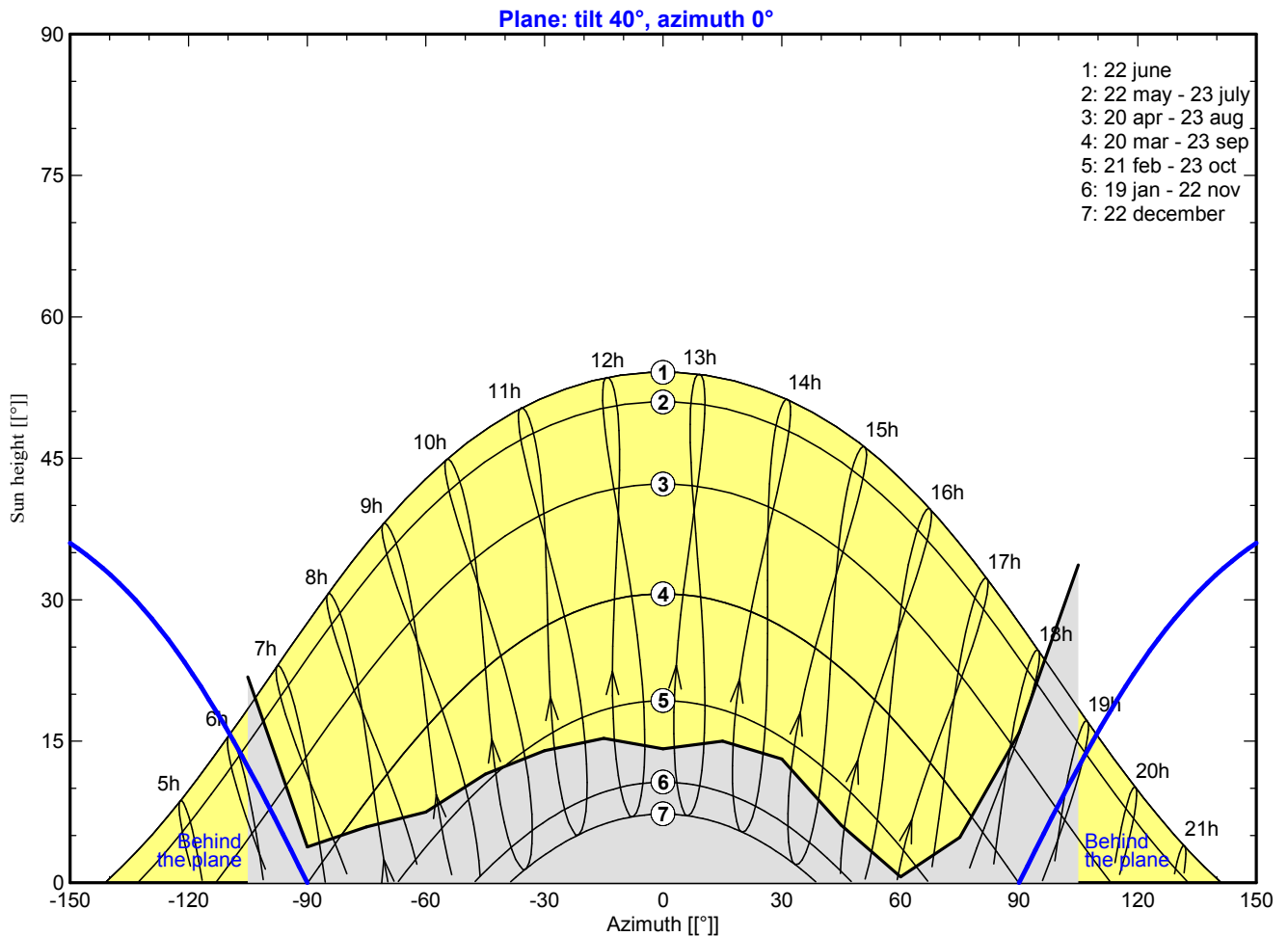
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

Horizon	System type	Stand alone with back-up generator		
PV Field Orientation	Average Height	11.1°	tilt	40°
PV Array	Nb. of modules	48	azimuth	0°
Battery	Model	S550	Pnom total	13.20 kWp
battery Pack	Nb. of units	32	Technology	sealed, AGM
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	Voltage / Capacity	48 V / 1712 Ah
			global	5300 kWh/year

Horizon	Average Height	11.1°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.39

Height [°]	21.8	3.8	5.9	7.5	11.5	14.0	15.3	14.2
Azimuth [°]	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0
Height [°]	15.0	13.1	6.1	0.6	4.8	15.9	33.7	
Azimuth [°]	15	30	45	60	75	90	105	



Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Daily household consumers, Monthly Specifications, average = 14.5 kWh/day

January and February

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				7530 Wh/day				7530 Wh/day

March and April

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				13620 Wh/day

May and June

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	11220 W tot	1 h/day	11220 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				13620 Wh/day				24010 Wh/day

July and August

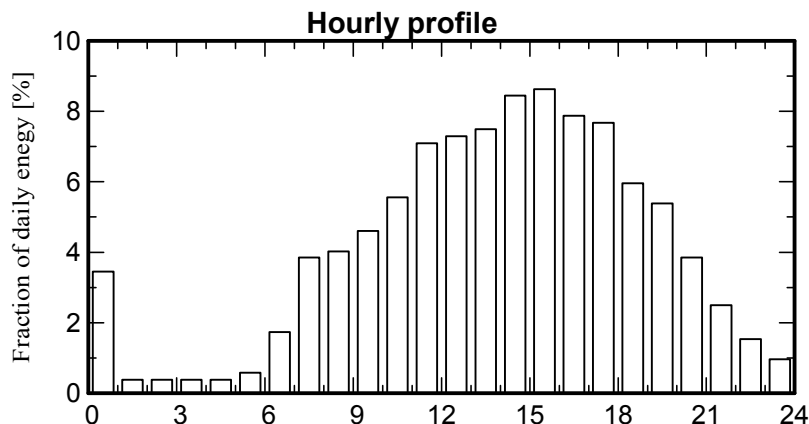
	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	26500 W tot	1 h/day	26500 Wh/day	1	21610 W tot	1 h/day	21610 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				28900 Wh/day				24010 Wh/day

September and October

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				11090 Wh/day

November and December

	Number	Power	Use	Energy	Number	Power	Use	Energy
Other uses	1	8690 W tot	1 h/day	8690 Wh/day	1	5130 W tot	1 h/day	5130 Wh/day
Stand-by consumers		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day		100 W tot	24 h/day	2400 Wh/day
Total daily energy				11090 Wh/day				7530 Wh/day



Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

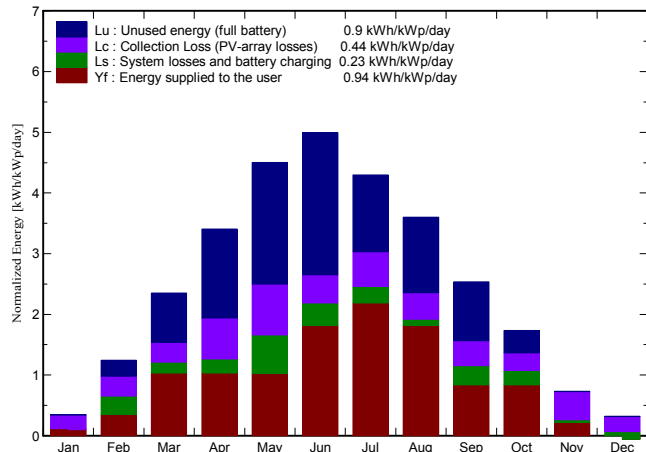
Stand Alone System: Main results

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

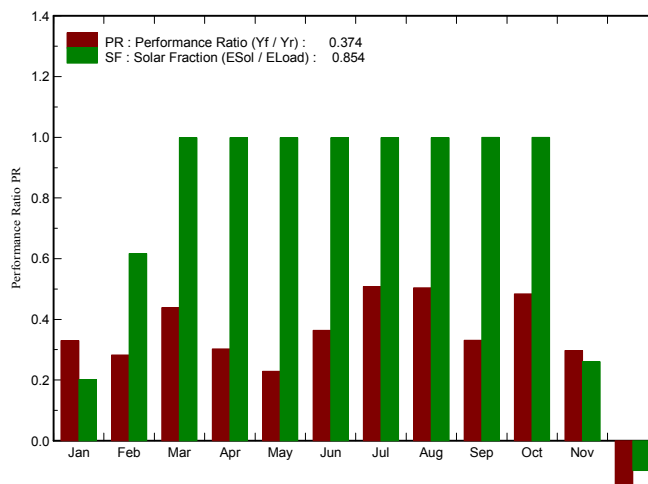
Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	9443 kWh/year	Specific prod.	715 kWh/kWp/year
	Used Energy	5295 kWh/year	Excess (unused)	4333 kWh/year
	Performance Ratio PR	37.4 %	Solar Fraction SF	85.4 %
Back-Up energy from generator	Back-Up energy	770 kWh/year	Fuel Consumption	462/year
Investment	Global incl. taxes	244923 NOK	Specific	18.6 NOK/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 0.0%, 25 years)	9797 NOK/yr	Running Costs	10713 NOK/yr
Energy cost		3.87 NOK/kWh		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 13.20 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
January	6.5	5.2	30	2.9	233.5	233.4	0.202
February	20.5	27.5	309	97.5	210.7	210.8	0.617
March	52.3	64.5	782	331.8	421.9	422.2	0.999
April	88.8	91.4	1033	581.5	408.1	408.6	0.999
May	135.2	124.5	1441	821.0	421.6	422.2	0.999
June	150.5	134.3	1722	928.0	719.2	720.3	0.999
July	134.2	118.1	1448	518.9	894.8	895.9	0.999
August	100.8	100.0	1229	509.7	743.4	744.3	0.999
September	58.1	69.4	793	385.1	332.5	332.7	0.999
October	32.0	47.5	554	151.8	343.6	343.8	0.999
November	11.1	10.6	81	2.6	332.8	332.7	0.260
December	4.2	3.7	22	2.2	233.5	233.4	-0.098
Year	794.3	796.8	9443	4333.0	5295.5	5300.4	0.854

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

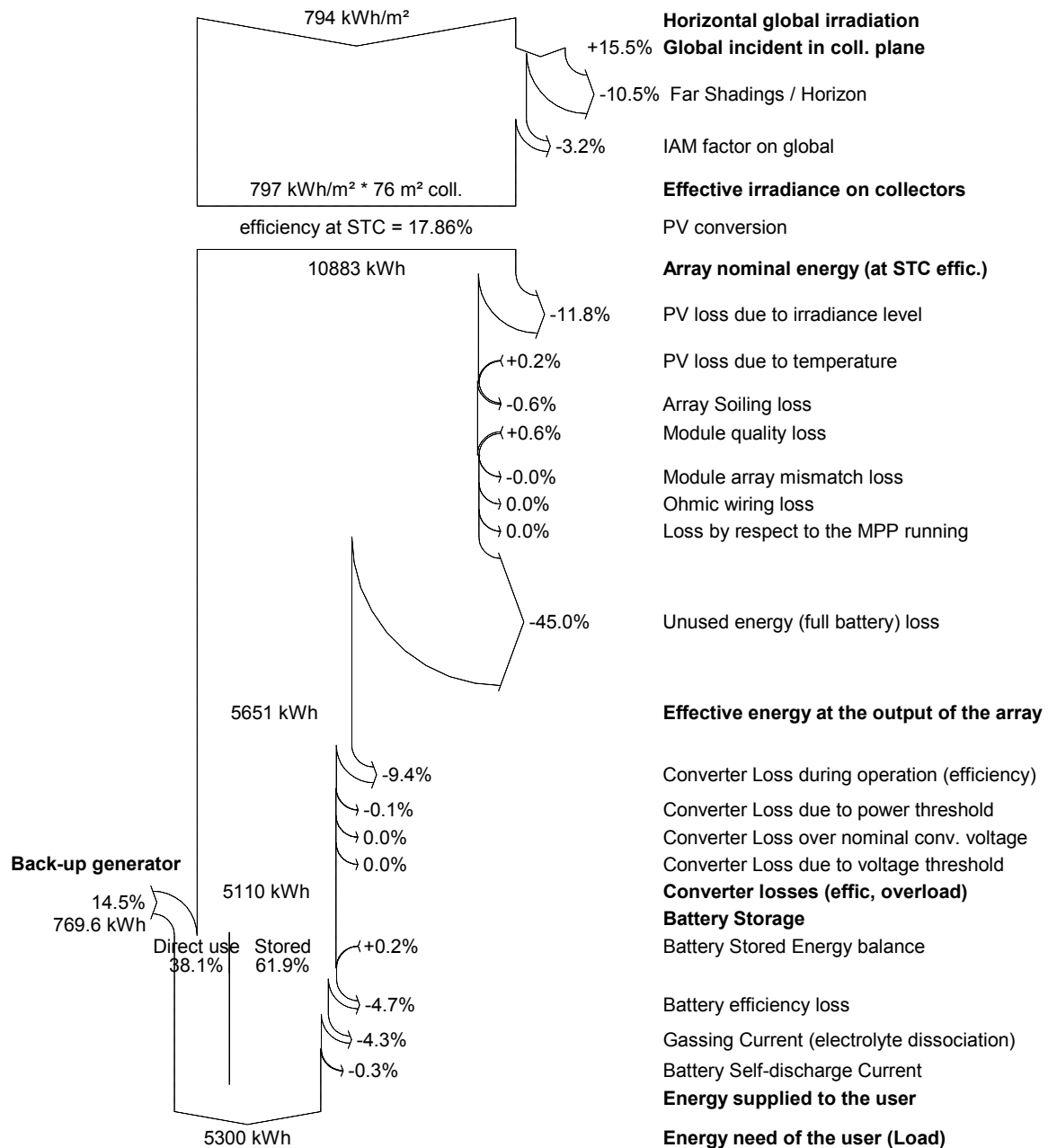
Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Kjøladalstunnelen
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Kjøladalstunnelen with tempered storing of batterier
20 degrees celcius

Stand Alone System: Economic evaluation

Project : Kjøladalstunnelen

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone with back-up generator	
Horizon	Average Height	11.1°	
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	48	Pnom total 13.20 kWp
Battery	Model	S550	Technology sealed, AGM
battery Pack	Nb. of units	32	Voltage / Capacity 48 V / 1712 Ah
User's needs	Daily household consumers	Monthly Specifications	global 5300 kWh/year

Investment

PV modules (Pnom = 275 Wp)	48 units	3540 NOK / unit	169920 NOK
Supports / Integration		0 NOK / module	0 NOK
Batteries (6 V / 428 Ah)	32 units	2195 NOK / unit	70240 NOK
regulator			0 NOK
Settings, wiring, ...			0 NOK
Back-up generator (1.2 kW)			4763 NOK
Substitution underworth			0 NOK
Gross investment (without taxes)			244923 NOK

Financing

Gross investment (without taxes)		244923 NOK
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 NOK
Gross investment (including VAT)		244923 NOK
Subsidies		0 NOK
Net investment (all taxes included)		244923 NOK
Annuities	(Loan 0.0 % over 25 years)	9797 NOK/year
Maintenance		0 NOK/year
insurance, annual taxes		0 NOK/year
Provision for battery replacement	(lifetime 8.2 years)	9868 NOK/year
Fuel for Back-Up generator	(Back-Up energy 770 kWh/year)	845 NOK/year
Total yearly cost		20510 NOK/year

Energy cost

Used solar energy	5295 kWh / year
Excess energy (battery full)	4333 kWh / year
Used energy cost	3.87 NOK / kWh