



Innstrålingstap i solcelleanlegg: Snø og støv

| IFE/E-2024/005 | 23.05.2024

Forskning for en bedre fremtid

Rapport nummer: IFE/E-2024/005	ISSN 2535-6380	Tilgjengelighet: Åpen	Publikasjonsdato:
Revision No.:			
Klient:	ISBN: 978-82-7017-953-4	DOCUS ID: 58689	Antall sider: 27
Tittel: Innstrålingstap i solcelleanlegg: Snø og støv			
<p>Sammendrag:</p> <p>I prosjektet SUNPOINT har vi studert innstrålingstap i solcelleanlegg i Norge som skyldes snø og støv, såkalte <i>soilingtap</i>. Målet har vært å kunne gi estimater på disse tapene som kan brukes i simuleringer av strømproduksjon fra solceller. Både snø- og støvtap i solcelleanlegg påvirkes av lokale værforhold (og for støvtap: luftkvalitetsforhold) og konfigurasjonen til solcelleanlegget, og de kan ha stor variasjon fra år til år, gjennom året, og mellom ulike beliggenheter og solcelleanlegg. I tillegg finnes det også få studier som presenterer målte verdier for disse tapene. I SUNPOINT har vi derfor i stor grad basert oss på simuleringer av snø- og støvtap for å muliggjøre estimering av disse tapene for ulike solcelleanlegg på ulike beliggenheter i Norge.</p> <p>I denne rapporten presenterer vi nye resultater på simulering av støvtap i Norge basert på HSU-modellen, med målinger av luftkvalitet og regn som inputverdier. Basert på disse simuleringene får vi månedlige og årlige verdier for støvtap for ulike beliggenheter, og vi konkluderer med at soilingtap typisk er <1%, og vi anbefaler å bruke 1% som et konservativt estimat på støvtap for solcelleanlegg i Norge. Vi gir også en oppsummering av den publiserte forskningen på snøtap i prosjektet. Dette inkluderer en oversikt over den vitenskapelige litteraturen som beskriver snøtap i solcelleanlegg, kvantifisering av snøtap i et utvalg takmonterte solcelleanlegg (kommersielle anlegg og bolighus) og utvikling av snøtapsmodellering. Basert på den forbedrede snøtapsmodellen har vi også simulerte snøtapsverdier for solcelleanlegg på tak for et utvidet sett av konfigurasjonene og byene i tabellene for veiledende soilingtap i NS3031, 2014. Snøtapsmodellen er ikke validert for bakkemonterte anlegg siden det var få bakkemonterte anlegg i Norge i prosjektperioden. Siden snøtap kan ha store lokale variasjoner, og også i stor grad er påvirket av konfigurasjonen til solcelleanlegg (for eksempel helning på solcellepanelet), får man best resultater ved å bruke lokale værdata og faktisk helning på solcellepanelet. For å muliggjøre dette har vi lagt ved beregningseksempler i Python og Excel til denne rapporten.</p>			
Utarbeidet av:	Mari Øgaard; Christoph Seiffert <div> <div>DocuSigned by: <i>Mari Øgaard</i> 5E6383B271DB43E...</div> <div>DocuSigned by: <i>Christoph Seiffert</i> 9E4AF0FFFD346A...</div> </div>		
Kontrollert av:	Heine Nygard Riise <div>DocuSigned by: <i>Heine Nygard Riise</i> D1E52C276584435...</div>		
Godkjent av:	Torunn Kjeldstad <div>DocuSigned by: <i>Torunn Kjeldstad</i> 92510C3F0B6A9A...</div>		
Rapport distribusjon:	For external, open		

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	1
2	Støvtap	3
2.1	Tilsmussing av solceller	3
2.2	Modellering av støvtap	3
2.2.1	HSU-modellen	3
2.2.2	Implementering av HSU-modellen	5
2.2.3	Testing av HSU-modellen	6
2.2.4	Resultater: Modellerte støvtap i Norge	7
2.3	Anbefalte støv/tilsmussingstap i Norge	11
3	Snøtap i solcelleanlegg	11
3.1	Faktorer som påvirker snøtap i solcelleanlegg	11
3.1.1	Effekten av snødekke i solcelleanlegg	11
3.1.2	Hva påvirker om solcellepanel er snødekt?	12
3.2	Historiske snøtap i solcelleanlegg i Norge	14
3.2.1	Datasett og metodikk	14
3.2.2	Resultater	15
3.3	Modellering av snøtap	17
3.3.1	Utvikling av snøtapsmodell	17
3.3.2	Resultater snøtapsmodellering	19
3.3.3	Foreslått fremgangsmåte for snøtapsestimering	20
4	Tabeller med anbefalte månedlige verdier for innstråling/soiling-tap	22
5	Konklusjon	25
6	Referanser	25

1 Introduksjon

Akkumulering av snø og støv (typisk kalt soiling) på solcelleanlegg reduserer innstrålingen som når solcellene, og fører dermed til tapt strømprduksjon. Siden disse tapene i noen tilfeller kan være betydelige, bør de inkluderes når man modellerer eller evaluerer ytelse til solcelleanlegg. Soilingtap er for eksempel noe som bør tas i betraktning når man beregner lønnsomheten for fremtidige anlegg, monitorer eksisterende anlegg, eller skal forutsi strømprduksjonen fra solcellene de neste dagene. Siden disse tapene er forventet å være påvirket av konfigurasjon og utforming av solcelleanlegget, er det også noe som man kan vurdere om man vil ta hensyn til i designprosessen til et solcelleanlegg. Både snøtap og støvtap kan reduseres ved å aktivt fjerne støv og snø, og det er dermed også noe man bør ta i betraktning når man planlegger og utfører drift av anleggene.

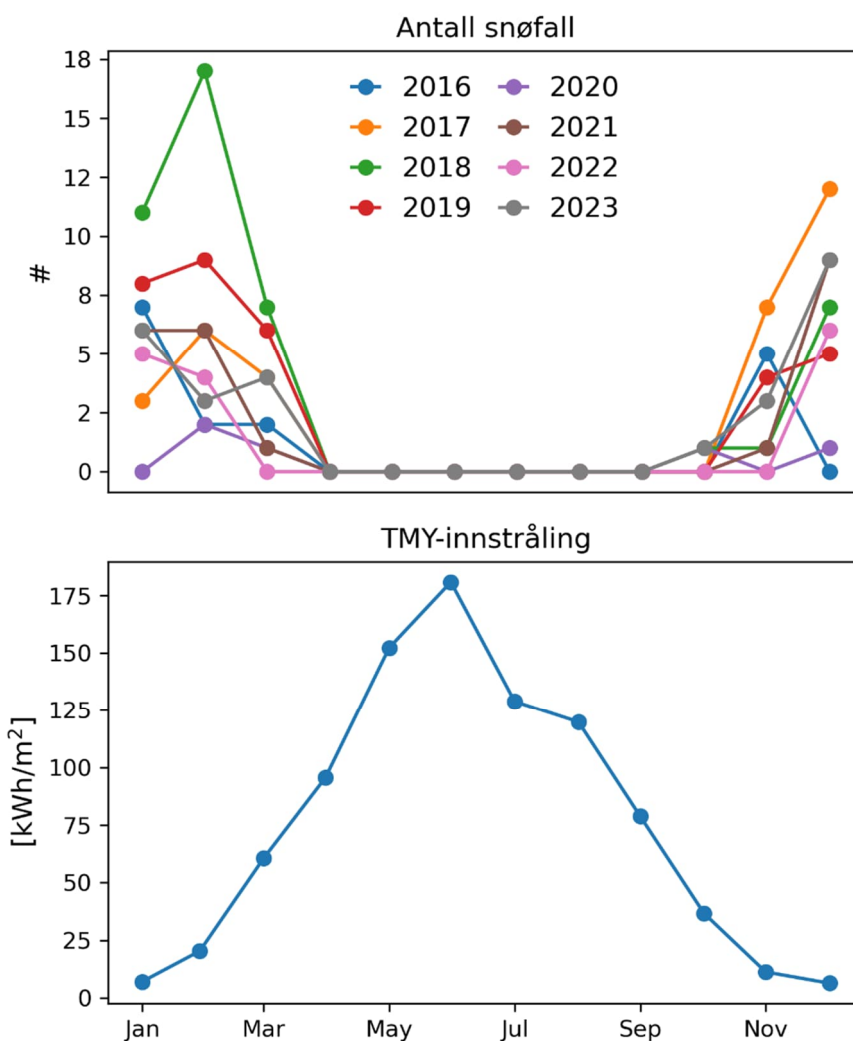
I Norge forventer man at snøtap kan være ganske store noen deler av året, mens innstrålingstap som skyldes støv er derimot forventet å være ganske små, siden man forventer at regelmessig regnvær vasker solcellene rene. Men både hvor store snøtap vi kan forvente i Norge og hvor små støvtapene typisk er, og også hvor mye disse tapene varierer gjennom året og fra år til år, er lite dokumentert. Oppsamling av både snø og støv, og tap som følge av dette, er påvirket av lokale forhold, som vær og lokale støvkilder, og også hvordan solcelleanlegget er bygget. Dette betyr at for å kunne si noe om forventede tap, trenger man enten data fra mange solcelleanlegg på ulike beliggenheter, eller man trenger gode modeller. Foreløpig finnes det få publiserte erfaringstall i Norge på både snø- og støvtap. Og mens faktorene som har størst betydning på tap fra støv og snø er godt kjent, mangler det fortsatt etablerte og godt validerte modeller for disse tapene.

I Norge i dag brukes ofte de veiledende soilingtapene fra *NS 3031 Beregning av bygningers energiytelse* (2014) i beregninger av strømprduksjon fra solcelleanlegg. I denne standarden oppgis månedlige soilingtap for et sett med store byer i Norge. Soilingtap i måneder uten snø, dvs støvtapet, er konstant 2 %. Soilingtapet i vintermånedene, dvs snøtapet, varierer med klimaet i de ulike byene, måned, og det er også gitt ulike verdier for ulike vinkler. Snøtapstallene er satt basert på en vurdering av *typiske snøforhold* i de ulike byene, da tallene ble publisert i 2014 fantes det svært lite data fra solcelleanlegg å basere tallene på. At tap på grunn av støv på solceller i Norge er så høyt som 2 % gjennom hele året, på alle steder, er ikke dokumentert. 2 % ble valgt som en konservativ verdi basert på hva som typisk var anbefalt som standardverdier i PV-simuleringsprogramvare da standarden ble skrevet. Intensjonen med disse verdiene er å kunne gi et lett tilgjengelig og godt nok estimat til beregninger av bygningers energiytelse, men fordi det ikke finnes andre tall, brukes det også ofte bredere enn dette, for eksempel i beregning av lønnsomheten til solcelleanlegg.

Ofte oppleves tapsverdiene som ble publisert i NS 3031 som *feil*, spesielt med tanke på snøtap, ettersom de noen ganger er høyere eller lavere enn faktiske tap. I vurdering av verdier for typiske årlige snøtap, er det derimot viktig å huske på at når man bruker *en* verdi for årlige eller månedlig snøtap i hele levetiden i et solcelleanlegg (noe man typisk gjør i PV-simuleringer hvor man bruker værdata på typisk meteorologisk år (TMY)-format), er dette tallet ment å representere gjennomsnittlig årlig tap over levetiden. De typiske årlige eller månedlige verdiene er derfor forventet å ikke stemme med faktiske tap for enkeltår eller enkeltmåneder, siden faktiske snøtap kan variere mye fra år til år, ettersom når og hvor ofte det snør vil variere fra år til år. Et eksempel på dette er vist i figur 1, som viser antall snøfall (data hentet fra senorge.no) i måneden og TMY innstråling fra PVGIS for Oslo i tidsperioden 2016-2024. Noen år snør det bare i de månedene hvor det er lite innstråling, mens andre år snør det også i mars, hvor innstrålingen begynner å bli betydelig.

For å kunne få bedre forståelse for forventede innstrålingstap i Norge, og også kunne gi bedre tall på dette, har vi i prosjektet SUNPOINT¹ jobbet med følgende:

1. *Estimere støvtap i Norge.* Siden det finnes få målinger direkte av støvtap i Norge, eller datasett som er gode nok til å beregne dette, er dette gjort basert på modellering med dagens state of the art-modeller.
2. *Estimere snøtap i Norge:* Vi har kvantifisert snøtap i solcelleanlegg i Norge, og vi har jobbet med snøtapsmodellering for å kunne gi system- og beliggenhetsspesifikke snøtap. Vi har jobbet med validering og utvikling av modeller, og basert på de validerte modellene og lange tidsserier med værdata har vi beregnet typiske månedlige snøtap for byene og vinklene i NS3031, og vi har laget beregningseksempler i python og excel, vedlagt denne rapporten.



Figur 1: Antall snøfall i måneden og TMY innstråling fra PVGIS for Oslo i tidsperioden 2016-2024.

¹ [Sun in Norway: POtential and INTEgration of the solar energy resource - Prosjektbanken \(forskingsradet.no\)](https://forskingsradet.no/prosjektbanken/sun-in-norway-potential-and-integration-of-the-solar-energy-resource)

2 Støvtap

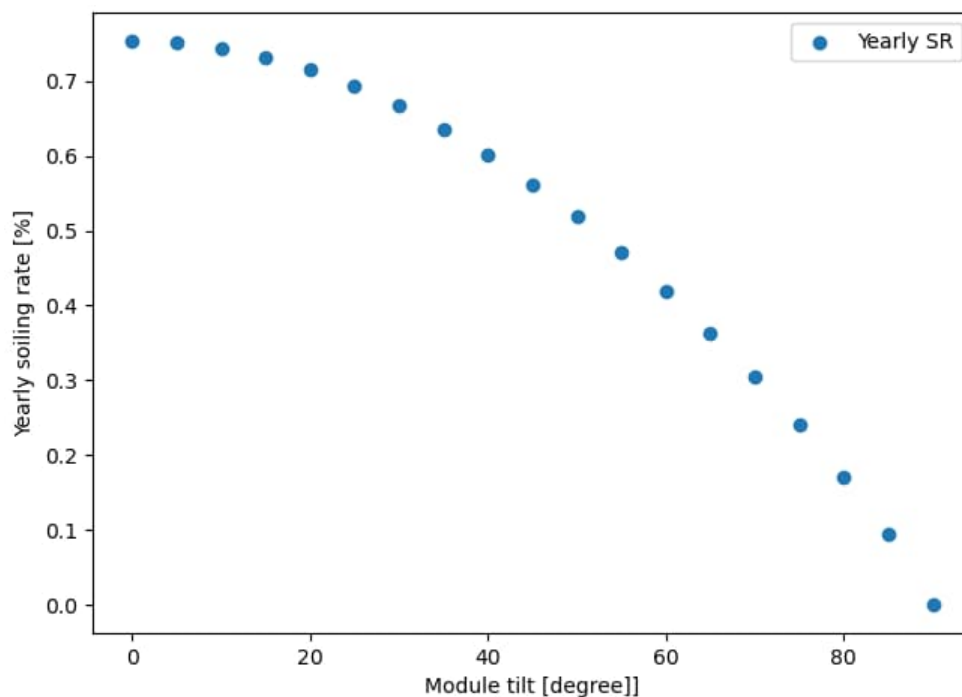
2.1 Tilsmussing av solceller

Når støv og skitt legger seg på solcellepaneler, vil dette redusere innstrålingen som når frem til solcellene, og dermed også strømproduksjonen. Det finnes mange typer kilder som kan føre til tilsmussing av solcellepaneler, for eksempel ulike typer luftbårne uorganiske partikler som stammer fra naturlige kilder, industri, landbruksaktiviteter eller eksos. I tillegg kan organiske materialer som pollen, alger, sopp eller fugleskitt også bidra til tilsmussing [1], [2], [3]. Siden disse ulike kildene er forventet å variere geografisk, er det viktig å ta lokale forhold i betraktning når man estimerer støv/tilsmussingstap. Lokale værforhold (luftfuktighet, nedbør, vind, etc.) er dessuten forventet å spille inn i både akkumuleringen av støv, og at støvet og skitten naturlig vaskes av igjen. I tillegg ser man også at hvordan solcelleanlegget er utformet kan ha en påvirkning: man ser for eksempel lavere tap når helningen på solcellepanelene øker, og for solcellepanel uten ramme. Med generelt god luftkvalitet [4] og regelmessig nedbør forventes støv og tilsmussingstap i Norge å være lavere sammenlignet med steder med verre luftkvalitet [5]. Dette stemmer med de få publiserte studiene av støvtap i Norge, hvor man ser tap på under 1-2 % [6], [7].

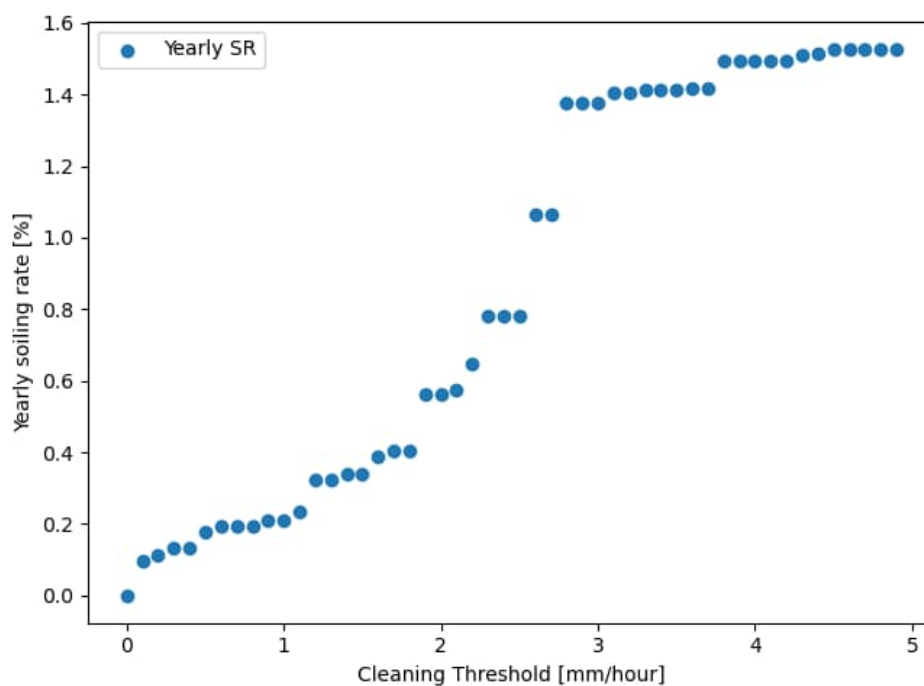
2.2 Modellering av støvtap

2.2.1 HSU-modellen

Som tidligere nevnt, er det flere faktorer som påvirker tilsmussing av solcellepaneler. De faktorene som typisk regnes som *viktigst* er konsentrasjonen av svevestøv, nærmere bestemt PM2.5- og PM10-partikler og nedbør [8]. En av de mest etablerte støvtapsmodellene for solceller, HSU-modellen [9], baserer seg på disse faktorene og dessuten helningen på solcellepanelet. Modellen antar en additiv avsetning av materie som basert på konsentrasjonen av svevestøv (PM2.5 og PM10), avsetningshastigheten til partiklene, og helningen til solcellemodulen. I studiet hvor modellen er utviklet, finner de en empirisk sammenheng mellom beregnet akkumulert støv og innstrålingstapet. Videre antar man i modellen at solcellepanelene vaskes etter regn. Nedbør over en viss terskel [mm/time] defineres som en vaskehendelse i modellen. Etter nedbør over denne terskelen (CT – cleaning threshold), nullstilles den akkumulerte massen på overflaten av modulene, og innstrålingstapet reduseres til 0 %. Hvor mye regn som må til for at solcellepanelene vaskes fullstendig er en parameter som settes i modellen. Modellen tar ikke i betraktning at regn kan vaske solcellepanelene delvis. Hva som faktisk er grensen for hvor mye regn som skal til for å fullstendig vaske solcellepanelene, avhenger av hva slags type støv/tilsmussing det er. Både hva slags partikler det er, og hva det er som gjør at de fester seg til overflaten er forventet å spille en rolle. Verdier mellom 0,5 mm/time til 5 mm/time er nevnt i forskningslitteraturen [10], [11]. I utviklingen av modellen, fant forfatterne at 1 mm/time ga gode resultater sammenlignet med eksperimentelle data. Figur 2 og 3 viser henholdsvis hvordan solcellepanelhelning og nedbørsterskel for en vaskehendelse påvirker modellerte resultater.



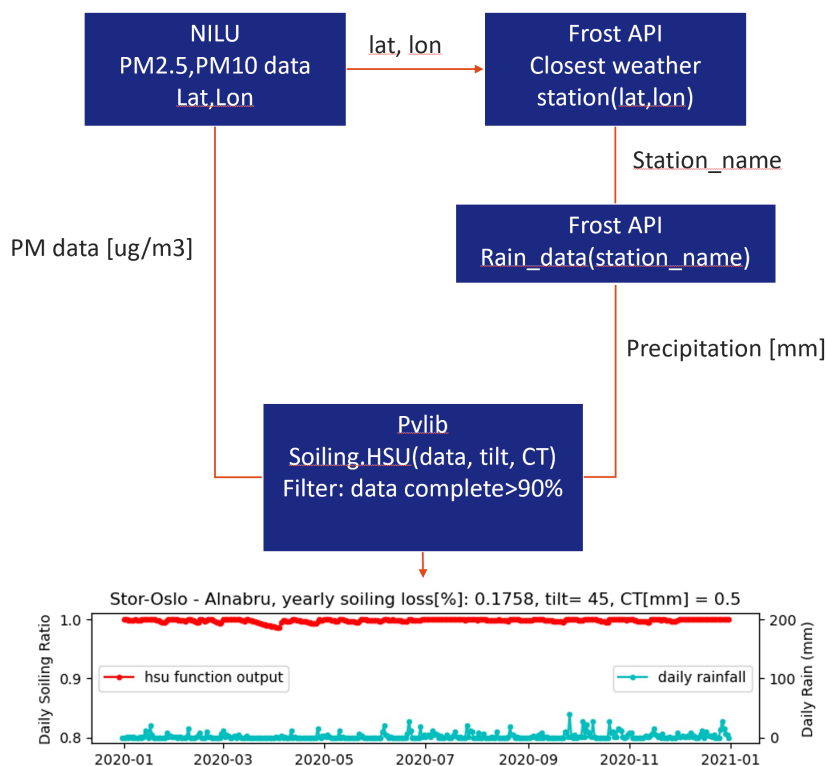
Figur 2: Hvordan helningen på solcellepanelet spiller inn på årlig støvta (soiling ratio – SR) i modellen. I dette eksemplet er det forutsatt en nedbørsterksel for en vaskehendelse på 2 mm/h. Målinger av luftkvalitet er fra NILUs målestasjon “Minnesundvegen” in Gjøvik, og regndata er fra en lokal værstasjon.



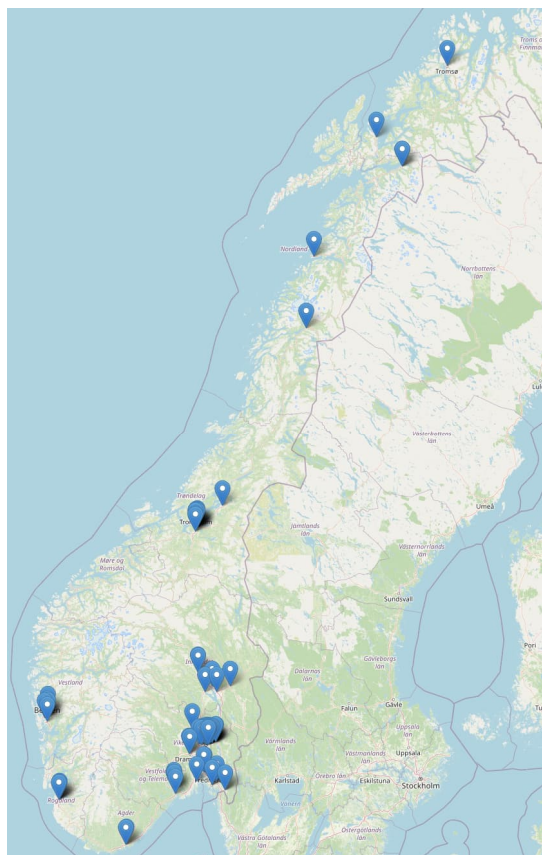
Figur 3: Hvordan valg av nedbørsterksel for en vaskehendelse spiller inn på årlig støvta (soiling ratio – SR) i modellen. I dette eksemplet er det forutsatt en helning på solcellepanelet på 45 grader. Målinger av luftkvalitet er fra NILUs målestasjon “Minnesundvegen” in Gjøvik, og regndata er fra en lokal værstasjon.

2.2.2 Implementering av HSU-modellen

For å estimere forventede støvtap i Norge, har vi implementert HSU-modellen for områder der det finnes offentlig tilgjengelig svevestøvdata og nedbørsmålinger. Fremgangsmåten er vist i figur 4. Svevestøvdata (PM2.5 og PM10) hentes fra Norsk institutt for luftforskning (NILU) sine målestasjoner for luftkvalitet. Beliggenheten til disse stasjonene er vist i figur 5. Data for tidsperioden 2013 til 2023 har blitt lastet ned for 41 like posisjoner. Nedbørsdata ble hentet ved hjelp av Meteorologisk institutt sin API Frost. I de fleste tilfeller var værstasjonen som målte nedbør plassert mindre enn 1 km fra luftkvalitetsmålestasjonen. I tynnere befolkede områder er det tilfeller hvor avstanden er lengre.



Figur 4: Arbeidsflyt for beregning av støvtap i Norge.



Figur 5: Posisjonene til NILUs luftkvalitetsmålestasjoner.

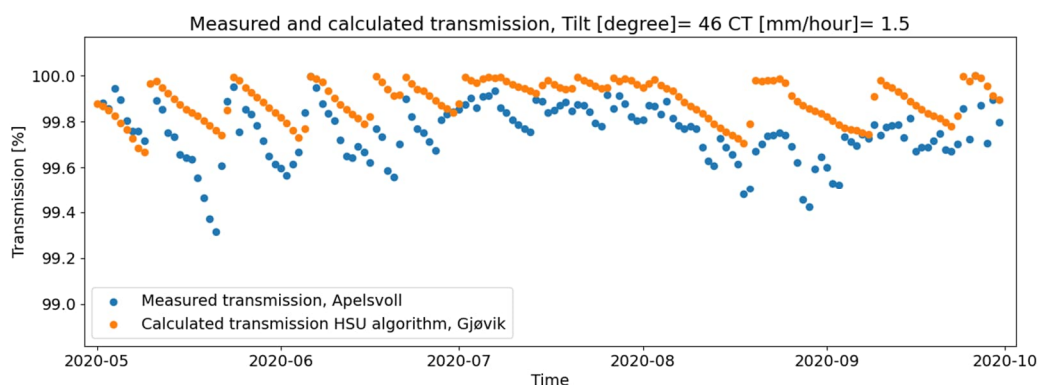
Nedbørs- og luftkvalitetstidsseriene ble brukt som inputverdier i HSU-modellen hvor innstrålingstap ble beregnet. Kun år med mer enn 90% data tilgjengelig ble brukt i beregningen. Tilgjengeligheten av data varierer sterkt fra stasjon til stasjon: for noen stasjoner er det bare ett års data tilgjengelig, mens andre stasjoner har et komplett datasett for perioden 2013 til 2023. På grunn av den store avstanden mellom luftkvalitetsmålestasjoner for noen regioner i Norge, ble alle stasjoner med minst ett år med data brukt i beregningen. For områder der flere stasjoner er tilgjengelige, typisk de større byene, ble gjennomsnittet av alle tilgjengelige stasjoner beregnet.

2.2.3 Testing av HSU-modellen

For å teste modellen og valg av nedbørsterskel for vaskehendelse, har vi i SUNPOINT sammenlignet modellerte data med målte tap i innstråling på grunn av støv/tilsmussing. Innstrålingstap på grunn av støv/tilsmussing er målt ved hjelp av en Kipp & Zonen DustIQ-sensor installert i tilknytning til et solcelleanlegg på landbruksforskningsstasjonen NIBIO Apelsvoll, nær Gjøvik. Taket og sensoren har en helning på 46 grader. Siden sensoren er plassert på en gård, i nærheten av jorder hvor landbruksaktivitet kan gi ekstra støv i luften, forventer vi at innstrålingstapene herfra i perioder vil være høyere enn i andre regioner.

For å evaluere valg av nedbørsterskel for vaskehendelse i Norge ble det målte støvtapet aggregert til daglige gjennomsnitt og sammenlignet med støvtapet beregnet med HSU-modellen. Rengjøringssterskelen i modellen ble variert fra 0,5 mm/time til 5 mm/time i trinn på 0,5 mm/time. En rengjøringssterskel på 1,5 mm/time ga den beste tilpasningen mellom eksperimentelle data og beregningene. Men det ble observert at det ikke var ved alle tilfeller 1 mm/time ga fullstendig vasking. I figur 6 ser vi hvordan støvtapene typisk reduseres samtidig til null i de målte og modellerte dataene, noe som indikerer at vaskingen blir riktig beregnet. 1,5 mm/time stemmer godt med verdien som ble funnet i utviklingen av modellen (1 mm/time).

Å stole utelukkende på eksperimentelt målte tap i innstråling på grunn av støv fra ett enkelt sted for å kalibrere rengjøringssterskelen for hele Norge, introduserer betydelige begrensninger, inkludert utilstrekkelig statistisk representasjon av lokale variasjoner i tilsmussingstype. Sensoren for støvtapsmålingene er dessuten lokalisert 12 km fra nærmeste målestasjon for luftkvalitet, noe som gir usikkerhet i PM2.5- og PM10-konsentrasjonene som brukes i modellen. Flere målinger av innstrålingstap i solcelleanlegg på grunn av støv i Norge ville kunne gi bedre validering av modellen i norske forhold, og redusere usikkerheten i resultatene. Mer forskning i norske forhold er nødvendig, både på akkumulering av støv og andre typer tilsmussing, hvor store tap støv/tilsmussing gir, og hva som skal til for at tilsmussingen vaskes av naturlig. For å ta høyde for usikkerhetene i hva en typisk rengjøringssterskel i Norge er, ble en konservativ verdi på 2 mm/time brukt for beregningene som presenteres i denne rapporten.

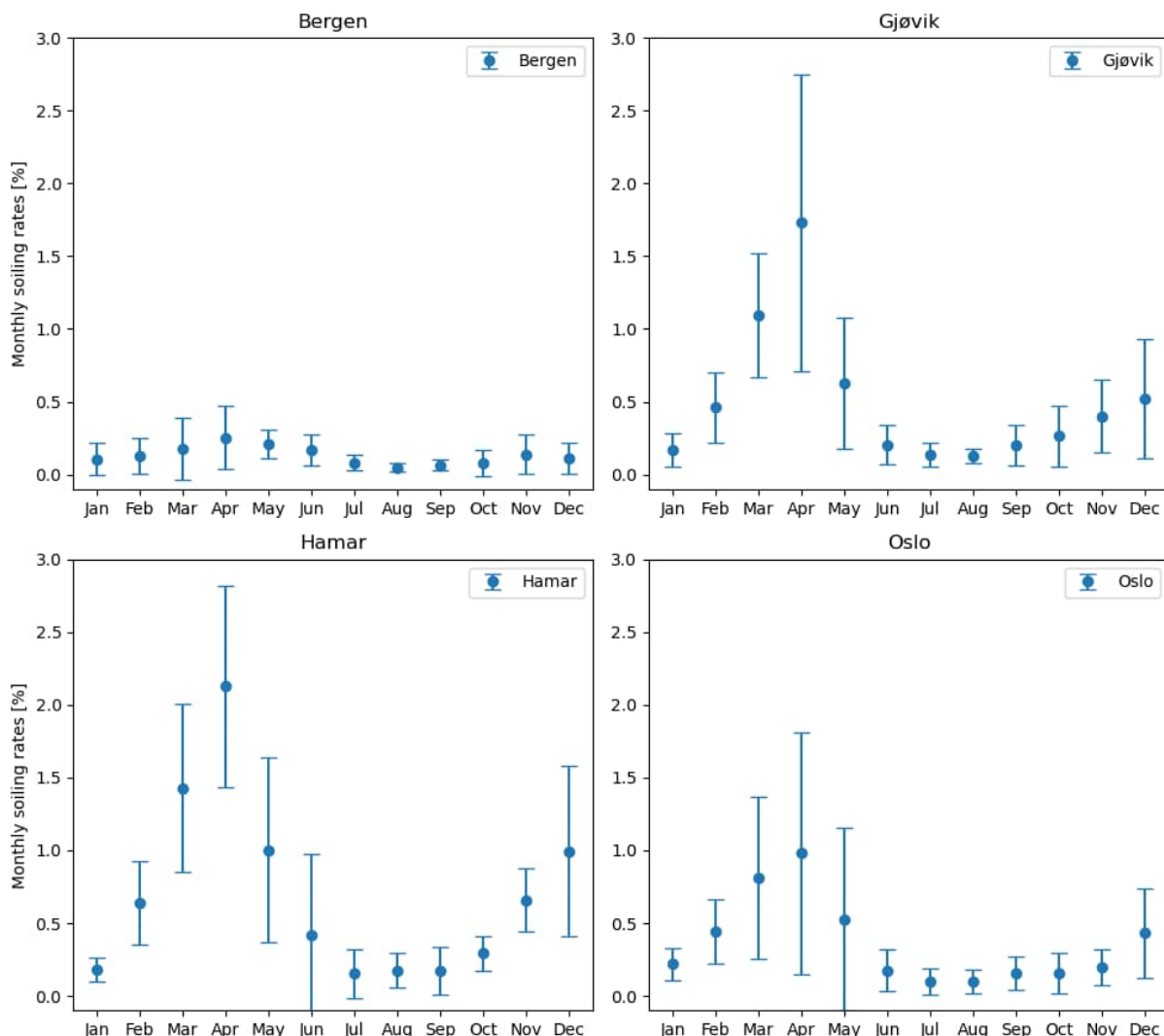


Figur 6: Målt og modellerte transmittans gitt en nedbørsterskel for vaskehendelser på 1,5 mm/time. Innstrålingstapet på grunn av støv er 100 % – transmittans.

2.2.4 Resultater: Modellerte støvtap i Norge

Figur 7 viser gjennomsnittlige månedlige innstrålingstap på grunn av støv beregnet for Oslo, Bergen, Gjøvik og Hamar for årene 2013-2023, eller det tilgjengelige datasettet fra denne perioden. Beregningen er gjort for en rengjøringssterskel satt til 2 mm/dag og en helning på solcellepanelet på 45 grader. Standardavviket for tidsserien vises også som usikkerhetsstolper, og indikerer variasjonen fra år til år. Fra figur 7 ser vi stor variasjon i støvtap, både mellom ulike steder og fra år til år. I tillegg er det en tydelig sesongvariasjon med typiske høyere støvtap om våren. En komplett oversikt over månedlige innstrålingstap i solcelleanlegg som skyldes støv for alle modellerte beliggenheter, for tre ulike helningsvinkler, er gitt i tabell 1-3.

Average monthly soiling rates for different locations in Norway



Figur 7: Modellerte månedlige støvtap i innstråling for fire beliggenheter i Norge. Verdiene er gjennomsnitt av flere år med data. Usikkerhetsstolpene viser standardavviket og indikerer variasjonen fra år til år.

Tabell 1: Modellert støvtap i innstråling for solcellepaneler med 10 grader helning for ulike beliggenheter. Verdiene er gjennomsnitt av flere år med data, og viser årlig og månedlige gjennomsnitt. Usikkerhetsstolpene viser standardavviket og indikerer variasjonen fra år til år.

Sted	År	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Bergen	0.17± 0.08	0.14± 0.15	0.17± 0.16	0.23± 0.28	0.33± 0.29	0.28± 0.13	0.22± 0.14	0.10± 0.07	0.06± 0.04	0.08± 0.05	0.10± 0.12	0.18± 0.18	0.15± 0.14
Breivik	0.28± 0.13	0.29± 0.24	0.35± 0.24	0.28± 0.16	0.59± 0.41	0.43± 0.40	0.23± 0.26	0.22± 0.22	0.14± 0.11	0.17± 0.13	0.19± 0.17	0.13± 0.07	0.33± 0.30
Elverum	0.35± 0.23	0.15±	0.22±	0.44±	0.72±	0.48±	0.77±	0.10±	0.10±	0.26±	0.29±	0.16±	0.44±

Fredrikstad	0.35± 0.37	0.19± 0.13	0.49± 0.08	1.42± 1.27	0.59± 0.56	0.14± 0.16	0.07± 0.04	0.13± 0.01	0.21± 0.07	0.21± 0.22	0.17± 0.24	0.16± 0.07	0.42± 0.02
Gjøvik	0.66± 0.63	0.23± 0.15	0.61± 0.32	1.45± 0.57	2.29± 1.35	0.83± 0.59	0.27± 0.18	0.18± 0.11	0.17± 0.06	0.27± 0.18	0.35± 0.27	0.53± 0.33	0.69± 0.54
Hamar	0.91± 0.81	0.24± 0.11	0.85± 0.38	1.89± 0.76	2.81± 0.91	1.32± 0.84	0.55± 0.74	0.20± 0.23	0.23± 0.16	0.23± 0.22	0.39± 0.15	0.87± 0.29	1.31± 0.78
Harstad	0.25± 0.14	0.37± 0.48	0.22± 0.24	0.07± 0.05	0.33± 0.17	0.41± 0.11	0.33± 0.04	0.13± 0.07	0.06± 0.00	0.08± 0.04	0.45± 0.43	0.24± 0.01	0.28± 0.16
Jønnholt	0.33± 0.21	0.24± 0.15	0.31± 0.12	0.54± 0.12	0.88± 0.59	0.48± 0.35	0.26± 0.12	0.25± 0.32	0.14± 0.07	0.15± 0.06	0.23± 0.18	0.19± 0.04	0.23± 0.19
Kjenn	0.67± 0.72	0.43± 0.19	0.64± 0.29	1.20± 0.43	2.49± 1.66	1.54± 1.61	0.32± 0.23	0.17± 0.10	0.15± 0.10	0.20± 0.08	0.21± 0.17	0.27± 0.09	0.43± 0.40
Kristiansand	0.21± 0.17	0.31± 0.15	0.14± 0.05	0.49± 0.48	0.36± 0.50	0.50± 0.49	0.25± 0.22	0.07± 0.03	0.05± 0.03	0.06± 0.01	0.03± 0.01	0.06± 0.01	0.16± 0.07
Lillehammer	0.67± 0.78	0.38± 0.14	0.66± 0.36	1.23± 0.81	2.89± 1.26	0.91± 0.68	0.09± 0.04	0.12± 0.09	0.09± 0.02	0.24± 0.08	0.24± 0.06	0.54± 0.11	0.65± 0.63
Oslo	0.48± 0.39	0.29± 0.15	0.59± 0.30	1.07± 0.74	1.31± 1.11	0.71± 0.83	0.23± 0.19	0.13± 0.12	0.13± 0.11	0.21± 0.15	0.21± 0.19	0.26± 0.16	0.58± 0.41
Stavanger	0.21± 0.13	0.17± 0.17	0.26± 0.28	0.44± 0.78	0.43± 0.53	0.26± 0.26	0.23± 0.19	0.11± 0.12	0.07± 0.04	0.09± 0.06	0.09± 0.12	0.15± 0.12	0.14± 0.09
Tollness	0.63± 0.55	0.35± 0.21	0.99± 0.70	1.28± 0.50	1.89± 0.96	1.06± 1.07	0.33± 0.17	0.12± 0.02	0.25± 0.13	0.25± 0.09	0.25± 0.13	0.35± 0.11	0.48± 0.54
Tromsø	0.64± 0.45	0.28± 0.23	0.39± 0.38	0.31± 0.30	0.74± 0.75	1.90± 1.37	0.88± 0.67	0.47± 0.36	0.40± 0.33	0.42± 0.41	0.66± 0.49	0.88± 0.86	0.31± 0.20
Trondheim	0.36± 0.16	0.27± 0.31	0.44± 0.72	0.43± 0.35	0.64± 0.48	0.64± 0.52	0.34± 0.29	0.28± 0.42	0.19± 0.08	0.21± 0.15	0.23± 0.13	0.39± 0.23	0.23± 0.19

Tabell 2: Modellert støvtap i innstråling for solcellepaneler med 30 grader helning for ulike beliggenheter. Verdiene er gjennomsnitt av flere år med data, og viser årlig og månedlige gjennomsnitt. Usikkerhetsstolpene viser standardavviket og indikerer variasjonen fra år til år.

Sted	År	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Bergen	0.15± 0.07	0.13± 0.13	0.15± 0.14	0.21± 0.26	0.30± 0.26	0.25± 0.12	0.20± 0.13	0.09± 0.06	0.06± 0.03	0.08± 0.05	0.09± 0.11	0.16± 0.16	0.13± 0.13
Brevik	0.25± 0.12	0.26± 0.21	0.32± 0.21	0.25± 0.15	0.53± 0.37	0.38± 0.36	0.21± 0.24	0.20± 0.20	0.12± 0.10	0.16± 0.12	0.17± 0.15	0.11± 0.07	0.29± 0.27
Elverum	0.31± 0.21	0.14±	0.20±	0.40±	0.65±	0.43±	0.69±	0.09±	0.09±	0.23±	0.26±	0.14±	0.39±
Fredrikstad	0.31± 0.33	0.17± 0.12	0.44± 0.07	1.27± 1.14	0.53± 0.50	0.13± 0.14	0.06± 0.03	0.12± 0.01	0.19± 0.06	0.19± 0.20	0.15± 0.21	0.14± 0.07	0.38± 0.02
Gjøvik	0.59± 0.57	0.20± 0.14	0.55± 0.29	1.30± 0.51	2.05± 1.21	0.75± 0.53	0.24± 0.16	0.16± 0.10	0.15± 0.06	0.24± 0.17	0.31± 0.25	0.48± 0.30	0.62± 0.48
Hamar	0.81± 0.73	0.21± 0.10	0.76± 0.34	1.70± 0.68	2.52± 0.82	1.19± 0.76	0.49± 0.66	0.18± 0.20	0.21± 0.14	0.20± 0.20	0.35± 0.14	0.78± 0.26	1.18± 0.70
Harstad	0.22± 0.12	0.33± 0.43	0.20± 0.22	0.06± 0.04	0.29± 0.15	0.37± 0.10	0.30± 0.04	0.12± 0.06	0.06± 0.00	0.07± 0.03	0.40± 0.38	0.22± 0.01	0.25± 0.14
Jønnholt	0.29± 0.19	0.21± 0.13	0.28± 0.11	0.49± 0.11	0.79± 0.53	0.43± 0.31	0.24± 0.11	0.22± 0.29	0.13± 0.06	0.14± 0.05	0.20± 0.16	0.17± 0.04	0.21± 0.17

Kjenn	0.60± 0.65	0.38± 0.17	0.58± 0.26	1.07± 0.39	2.24± 1.50	1.39± 1.45	0.29± 0.20	0.15± 0.09	0.13± 0.09	0.18± 0.07	0.19± 0.15	0.24± 0.08	0.39± 0.36
Kristian- sand	0.18± 0.15	0.28± 0.13	0.13± 0.04	0.44± 0.43	0.32± 0.45	0.45± 0.44	0.22± 0.20	0.06± 0.03	0.04± 0.03	0.05± 0.01	0.03± 0.01	0.06± 0.01	0.15± 0.06
Lille- hammer	0.60± 0.70	0.34± 0.13	0.59± 0.32	1.10± 0.73	2.59± 1.13	0.82± 0.61	0.08± 0.03	0.11± 0.08	0.08± 0.02	0.22± 0.07	0.21± 0.05	0.49± 0.10	0.58± 0.56
Oslo	0.42± 0.35	0.26± 0.13	0.53± 0.26	0.96± 0.66	1.16± 0.99	0.63± 0.75	0.21± 0.17	0.12± 0.11	0.12± 0.10	0.18± 0.14	0.18± 0.17	0.23± 0.14	0.51± 0.37
Stav- anger	0.18± 0.11	0.15± 0.15	0.23± 0.25	0.40± 0.70	0.39± 0.48	0.23± 0.23	0.21± 0.17	0.10± 0.11	0.06± 0.04	0.08± 0.05	0.08± 0.11	0.14± 0.11	0.13± 0.08
Tollness	0.57± 0.49	0.32± 0.19	0.89± 0.63	1.14± 0.45	1.70± 0.87	0.95± 0.96	0.29± 0.16	0.10± 0.02	0.23± 0.11	0.23± 0.08	0.22± 0.12	0.31± 0.10	0.43± 0.48
Tromsø	0.57± 0.41	0.25± 0.21	0.35± 0.34	0.28± 0.27	0.66± 0.67	1.70± 1.23	0.79± 0.60	0.42± 0.33	0.36± 0.30	0.38± 0.37	0.59± 0.44	0.79± 0.77	0.28± 0.18
Trond- heim	0.32± 0.14	0.24± 0.28	0.39± 0.64	0.38± 0.31	0.57± 0.43	0.57± 0.47	0.30± 0.26	0.25± 0.38	0.17± 0.07	0.19± 0.13	0.20± 0.12	0.35± 0.21	0.21± 0.17

Tabell 3: Modellert støvtap i innstråling for solcellepaneler med 45 grader helning for ulike beliggenheter. Verdiene er gjennomsnitt av flere år med data, og viser årlig og månedlige gjennomsnitt. Usikkerhetsstolpene viser standardavviket og indikerer variasjonen fra år til år.

Sted	År	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Bergen	0.13± 0.06	0.11± 0.11	0.13± 0.12	0.18± 0.22	0.25± 0.22	0.21± 0.10	0.17± 0.11	0.08± 0.05	0.05± 0.03	0.06± 0.04	0.08± 0.09	0.14± 0.13	0.11± 0.11
Breivik	0.21± 0.10	0.22± 0.18	0.27± 0.18	0.21± 0.12	0.45± 0.31	0.32± 0.30	0.18± 0.20	0.17± 0.17	0.10± 0.09	0.13± 0.10	0.14± 0.13	0.10± 0.06	0.25± 0.23
Elverum	0.26± 0.17	0.12±	0.17±	0.34±	0.55±	0.36±	0.58±	0.08±	0.08±	0.20±	0.22±	0.12±	0.33±
Fredrik- stad	0.26± 0.28	0.14± 0.10	0.37± 0.06	1.07± 0.96	0.44± 0.42	0.11± 0.12	0.05± 0.03	0.10± 0.00	0.16± 0.05	0.16± 0.17	0.13± 0.18	0.12± 0.06	0.32± 0.01
Gjøvik	0.50± 0.48	0.17± 0.11	0.46± 0.24	1.10± 0.43	1.73± 1.02	0.63± 0.45	0.21± 0.14	0.13± 0.08	0.13± 0.05	0.20± 0.14	0.26± 0.21	0.40± 0.25	0.52± 0.41
Hamar	0.69± 0.61	0.18± 0.08	0.64± 0.29	1.43± 0.58	2.13± 0.69	1.00± 0.64	0.41± 0.56	0.15± 0.17	0.17± 0.12	0.17± 0.16	0.29± 0.12	0.66± 0.22	0.99± 0.59
Harstad	0.19± 0.10	0.28± 0.36	0.17± 0.18	0.05± 0.04	0.25± 0.13	0.31± 0.08	0.25± 0.03	0.10± 0.05	0.05± 0.00	0.06± 0.03	0.34± 0.32	0.18± 0.01	0.21± 0.12
Jønnholt	0.25± 0.16	0.18± 0.11	0.23± 0.09	0.41± 0.09	0.67± 0.44	0.36± 0.26	0.20± 0.09	0.19± 0.25	0.11± 0.05	0.12± 0.05	0.17± 0.13	0.14± 0.03	0.17± 0.15
Kjenn	0.51± 0.55	0.32± 0.15	0.49± 0.22	0.90± 0.33	1.89± 1.26	1.17± 1.22	0.25± 0.17	0.13± 0.07	0.11± 0.07	0.15± 0.06	0.16± 0.12	0.20± 0.07	0.33± 0.30
Kristian- sand	0.16± 0.13	0.23± 0.11	0.11± 0.04	0.37± 0.36	0.27± 0.38	0.38± 0.37	0.19± 0.17	0.05± 0.03	0.04± 0.02	0.04± 0.01	0.02± 0.01	0.05± 0.01	0.12± 0.05
Lille- hammer	0.51± 0.59	0.29± 0.11	0.50± 0.27	0.93± 0.62	2.19± 0.95	0.69± 0.52	0.07± 0.03	0.09± 0.07	0.07± 0.01	0.18± 0.06	0.18± 0.04	0.41± 0.09	0.49± 0.47
Oslo	0.36± 0.29	0.22± 0.11	0.45± 0.22	0.81± 0.56	0.98± 0.83	0.53± 0.63	0.17± 0.14	0.10± 0.09	0.10± 0.08	0.16± 0.11	0.15± 0.14	0.20± 0.12	0.43± 0.31
Stav- anger	0.15± 0.10	0.13± 0.13	0.20± 0.21	0.33± 0.59	0.33± 0.40	0.20± 0.20	0.18± 0.14	0.09± 0.09	0.05± 0.03	0.07± 0.04	0.07± 0.09	0.11± 0.09	0.11± 0.07

Tollness	0.48± 0.41	0.27± 0.16	0.75± 0.53	0.96± 0.38	1.43± 0.73	0.80± 0.81	0.25± 0.13	0.09± 0.02	0.19± 0.10	0.19± 0.07	0.19± 0.10	0.26± 0.09	0.36± 0.41
Tromsø	0.48± 0.34	0.21± 0.18	0.29± 0.29	0.24± 0.23	0.56± 0.57	1.43± 1.04	0.67± 0.50	0.35± 0.27	0.30± 0.25	0.32± 0.31	0.50± 0.37	0.66± 0.65	0.24± 0.15
Trond-heim	0.27± 0.12	0.20± 0.24	0.33± 0.54	0.32± 0.26	0.48± 0.36	0.48± 0.39	0.25± 0.22	0.21± 0.32	0.14± 0.06	0.16± 0.11	0.17± 0.10	0.30± 0.18	0.17± 0.15

2.3 Anbefalte støv/tilsmussingstap i Norge

I modelleringen av innstrålingstap på grunn av støv/tilsmussing er det flere usikkerhetsmomenter. For eksempel er ikke alle tilsmussingsmekanismer inkludert, og modellen er heller ikke validert for alle typer vær og støv/tilsmussingsforhold. I tillegg antar modellen full vasking ved regn, men hvor godt støv og skitt vaskes av er forventet å variere med regnintensiteten. Det er observert (også i Norge) at det i noen tilfeller bygger seg opp et permanent lag med skitt langs rammen på den nedre delen av solcellepanelet som regnet ikke vasker vekk. Vi tror dermed at de simulerte verdiene ikke vil være nøyaktige for de ulike beliggenhetene, men at de kan være en indikasjon på hvor store tap man kan forvente seg, og hvordan det kan variere gjennom året. Det er også klart at både simuleringen og de få studiene som finnes i norske forhold, indikerer lave tap.

I beregninger av strømproduksjon fra solceller i Norge anbefaler vi derfor 1% som en konservativ verdi på et typisk tap for *soilingtap/innstrålingstap på grunn av støv/skitt* for alle måneder i året hvor det ikke er snø. Dette er også i tråd med IEA PVPS sine anbefalinger for soiling/tilsmussingstap i Europa som er 1-1.5% [12]. I lønnsomhetsberegninger anbefaler vi at man gjør egne, mer grundige vurderinger. For eksempel bør man vurdere om det er spesielle kilder for støv/skitt i nærheten som vil gi høyere tap i noen perioder, eller om det er spesielt hyppig regn på beliggenheten. Man kan også gjøre egne simuleringer, eller konsultere verdiene presentert i tabell 1-3.

3 Snøtap i solcelleanlegg

3.1 Faktorer som påvirker snøtap i solcelleanlegg

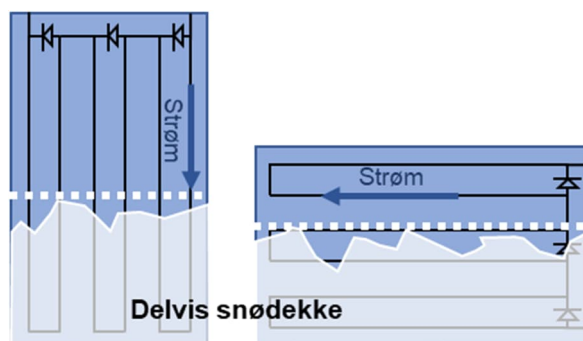
Denne seksjonen er basert på et tidligere publisert sammendrag av relevant forskningslitteratur [13]. For å vite hvor store tap i strømproduksjon snø fører til i solcelleanlegg, for eksempel årlig eller månedlig, må man se på hvor store tap et snødekke gir i solcelleanlegget, og hvor ofte og hvor lenge solcellepanelene dekkes av snø.

3.1.1 Effekten av snødekke i solcelleanlegg

Et snødekke kan være gjennomskinnelig, og det kan også bare dekke deler av solcellepanelet, eller deler av solcelleanlegget. Det er dermed ikke nødvendigvis slik at et solcelleanlegg vil gi 100 % tap [14]. Snødekke på solcellepanel kan være komplisert: det kan være ikke-uniformt både med tanke på gjennomskinnelighet og hvilke deler av solcelleanlegget som er dekket av snø. Det er altså vanskelig å beregne hvor mye solinnstråling panelene mottar. I tillegg vil ulike typer anlegg reagere ulikt på skygge avhengig av hva slags type moduler det er og hvordan modulene er koblet sammen. Silisummodulene som utgjør hoveddelen av markedet i dag har bypassdioder som kan koble ut deler av modulen hvis de er skygget. Om dette vil skje når modulene blir delvis snødekket, kommer an på hvordan snøen dekker modulen i forhold til hvilke deler av modulen som er koblet sammen. Figur 8 viser et delvis snødekke på solcellepaneler med portrett- og landskapsorientering. For panelet i portrett, blokkerer snødekke for strømmen i alle substrengene i panelet. For panelet i landskap er det derimot en substreng som er fri for snø som det kan gå strøm gjennom når bypassdiodene for de andre substrengene aktiveres. Hvordan inverteren og maximum power point trackeren reagerer på skyggen

kommer også an hvor mange moduler som er koblet i serie og parallel, og hvordan disse er skygget. Nøyaktige beregninger av tap i solcelleanlegg gitt et spesifikt snødekke er dermed veldig komplisert, og krever mye informasjon om både snødekket og oppkoblingen til solcelleanlegget.

Studiene vi har gjort av snøtap i solcelleanlegg viser at i de fleste tilfellene hvor solcellepanelene er dekket av snø, er tapene typisk høye [13], [14]. For å kunne si noe om hvor store strømtap snø fører til i et typisk solcelleanlegg har vi derfor i SUNPOINT valgt å i første omgang å ikke fokusere på å estimere *hvor store tap et snødekke gir i et solcelleanlegg*, men heller *hvor ofte og lenge solcellepanelene er snødekt*.



Figur 8: Delvis snødekke på solcellepanel med portrett- (venstre) og landskapsorientering (høyre).

3.1.2 Hva påvirker om solcellepanel er snødekt?

Typisk vil snødekke på solcellepaneler være et lag med snø på panelene, men i noen tilfeller kan panelene og hele solcelleanlegget være helt nedsunket i snø. Dette kan skyldes store mengder snø (evt at solcellepanelene ikke er hevet høyt over bakken/taket) [15], eller snøfokk på beliggenheter med mye vind [16]. For å si noe om hvor ofte og lenge solcellepaneler er snødekt må man kunne estimere: 1) Akkumulering av snø, og 2) Hvor raskt den forsvinner.

3.1.2.1 Akkumulering av snø på solcellepaneler

Den viktigste faktoren for akkumulering av snø på solcelleanlegg er selvfølgelig *snøfall*. Hvor mye som akkumuleres påvirkes av flere faktorer:

- Vinkel: reduksjon i vinkel gir økt snøakkumulering [17]
- Vanninnhold: Økt vanninnhold gir økt akkumulasjon [17] – inntil en viss grense. Våt snø fester seg bedre til andre overflater (økt adhesjon/heft) enn tørr snø [18], og det fester seg også bedre til annen snø (økt kohesjon/bindekraft) [17], [19]. Men hvis vanninnholdet blir veldig høyt, er det observert at snø lett faller av andre overflater [20].
- Frost på modulene vil øke akkumuleringen

En annen faktor som kan gi akkumulering av snø på solcellepanel er *vind*. Hvis det snør når det blåser, eller det er sterk nok vind og snøforholdene er riktige, kan man få horisontal redistribusjon av snø [19], [21]. Dette er ikke uvanlig på tak hvor vindhastigheten er høyere enn nede på bakken. Når og hvordan dette påvirker snøakkumulering på solcelleanlegg er komplisert å forutsi: det kommer an på vindmønstre, mengde snø, fysisk utforming av solcelleanlegget og objekter i omgivelsene. Men generelt sett vet vi at snø som beveges horisontalt av vinden vil legge seg i områder med lav vindhastighet [21], og at dette vil gi økt snøakkumulering på lesiden av tak [22], hevede PV moduler [16], [23], [24] eller andre objekter som blokkerer vinden.

3.1.2.2 Reduksjon av snødekke (naturlig)

Det er flere fysiske mekanismer som gjør at snøen forsvinner fra solcellepaneler av seg selv. De viktigste mekanismene er at snøen sklir av eller smelter [25], [26]. Snødekket kan også reduseres på grunn av sublimasjon [22] og vinderodering [19], [21], men dette regnes som mindre viktig for de fleste solcelleanlegg.

Snøen sklir av

Proessen hvor snøen sklir av modulen kan foregå på mange måter, som illustrert i figur 9. Den kan skli nedover modulen og den øverste delen er fri [26], men det er også observert at snøen skli fra den nederste delen av modulene først [27], [28]. De viktigste faktorene som påvirker om snøen sklir av er: vinkel på solcellepanelene, friksjon og heft mellom snødekke og PV moduler, og om det er objekter som blokkerer skli-proessen.



Figur 9: Snø som sklir av solcellepaneler, IFE, Kjeller.

Siden snø hele tiden er i endring, påvirker dette også de fysiske egenskapene til snøen. Dette gjør det også vanskelig å gi nøyaktige tall på hva friksjonen og adhesjonen til snøen er, og hvordan disse varierer. Dette fordi disse fysiske egenskapene varierer kontinuerlig med formen til snøkrystallene, fryse- og tinesykluser, og vanninnhold, temperatur og bevegelse i snøen. Dette igjen har å gjøre med været snøen blir utsatt for [18], [29]. Spesielt store og raske forandringer i de fysiske egenskapene kan skje rundt 0°C og når det regner eller sludder. Noen generelle konklusjoner går det likevel an å trekke:

- Hvis snøen fryser kan det gi høy friksjon/heft [26], [29], [30]
- Vann mellom snø og moduloverflaten er forventet å redusere friksjonen [31]

Det er observert flere typiske elementer som hindrer snøen i å skli av solcellepaneler:

- Modulenes ramme: rammefrie paneler blir typisk raskere kvitt snødekket sitt enn paneler med ramme [27], [32]
- Bakken/taket (inkludert snødekke) under modulene – hvis det er helt opp til kanten av modulene [23], [33], [34]
- For solcelleanlegg på vinklede tak:
 - Snøfangere [18]
 - Hvis friksjonen på taksteinen under og rundt panelene er høyere enn på panelene vil snøen nedenfor panelene blokkerer for at snøen fra solcellepanelene kan skli av, og snøen på siden av snøen vil holde på den, spesielt om den er våt og bindekraften mellom snøen på panelene og på taket er sterk [29].

Snøen smelter

De viktigste faktorene som gir snøsmelting er omgivelsestemperaturen og temperaturen til selve solcelleanlegget. Økning i solinnstråling kan også gi smelting. Typisk vil ikke snøen absorbere mye

energi fra solen, men hvis solen skinner gjennom snøen, vil dette absorberes i solcellepanelet som deretter vil få en økning i temperatur. Det er flere andre faktorer som kan gi økt temperatur i systemet. For solcelleanlegg på tak, så vil mengden varmelekasje fra bygget ha en påvirkning. Bifacial-paneler vil absorbere energi fra solinnstrålingen på baksiden [35] (som typisk ikke er dekket av snø), i motsetning til monofacial-paneler som har en reflektiv membran på baksiden. Det er en vanlig misforståelse at bifacial-moduler blir varme fordi de produserer strøm. De ville derimot blitt varmere om de ikke produserte strøm – når solcellepaneler produserer strøm går deler av energien fra sola til nettopp å lage strømmen, i stedet for å bare varme opp panelet. At panelet absorberer energi fra sola og varmes opp kan også skje på fremsiden av panelet, om snødekket er gjennomskinnelig eller ikke dekker hele modulen. Modulen vil absorbere energien i solinnstrålingen og varmes opp, noe som forventes å gi mer smelting [23], [24], [36]. Hvor mye og hvordan solcellepanelene varmes opp avhenger av hvordan snødekket er og om bypass diodene aktiveres eller ikke. Oppvarmingen kan være uniform oppvarming i uskyggede områder (ca 20% reduksjon om noe av den absorberte energien går til å produsere strøm), eller det kan oppstå hotspots i det skyggede området.

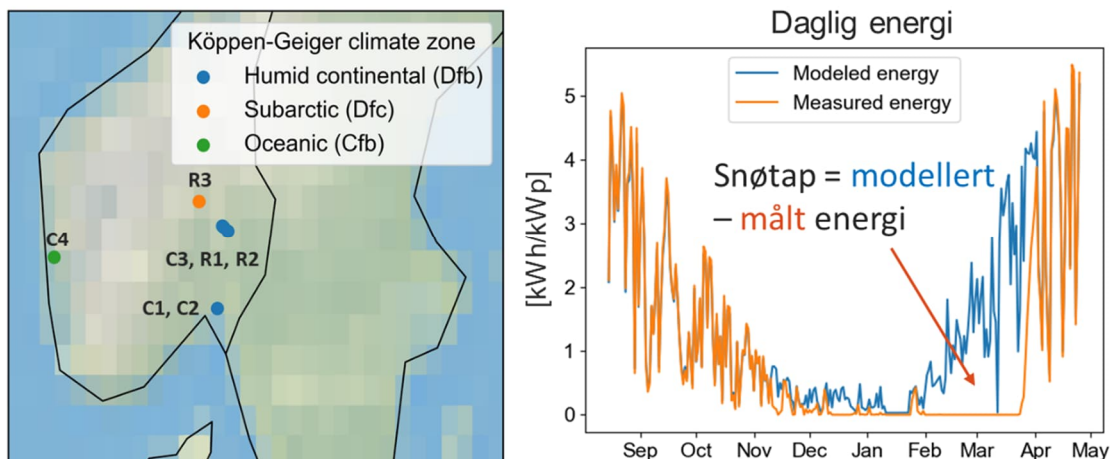
Det er altså mange faktorer som påvirker hvor ofte og hvor lenge solcellepaneler er dekket av snø. Både vær- og snøforhold spiller inn, i tillegg til utformingen av solcelleanlegget – altså hvor og hvordan panelene er plassert, og hva slags paneler det er. Snøforholdene blir igjen påvirket av hvordan været utvikler seg. Og som beskrevet i seksjon 3.1.1.: hvor mye tap et snødekke gir i et solcelleanlegg, henger sammen med både gjennomskinneligheten til snødekket, og hvor store og hvilke deler av anlegget som er dekket, og skyggeresponsen til selve solcelleanlegget. Skyggeresponsen henger igjen sammen med hvordan ulike deler kan kobles ut ved hjelp av bypassdioder og hvor mange moduler som er koblet sammen i serie og parallell.

3.2 Historiske snøtap i solcelleanlegg i Norge

Som en del av prosjektet har vi kvantifisert faktiske snøtap i et utvalg solcelleanlegg i Norge. Beregningen er gjort for to typer anlegg som representerer hoveddelen av solcelleanlegg i Norge: storskala kommersielle anlegg på flate tak med ca. 10 graders vinkel, orientert øst/vest, og solcelleanlegg på bolighus. Arbeidet som presenteres i denne seksjonen er en oppsummering av resultatene i [37]. I prosjektet ble det ikke inkludert bakkemonterte anlegg i denne analysen, siden det ikke fantes storskala bakkeanlegg når analysen ble gjennomført.

3.2.1 Datasett og metodikk

Fire kommersielle tak og tre bolighus er evaluert. Posisjonen til takene er vist i figur 10. Panelhelning, instrumentering og lengde tidsserie for de analyserte solcelleanleggene er vist i tabell 4. Snøtapene er beregnet ved å sammenligne målte data med modellerte data, vist i figur 10. Modelleringen av forventet energi er gjort ved hjelp av en solcellemodell med lokale solinnstrålingsmålinger som inputverdi. Innstrålingsdataene er kontrollert og korrigert for snøskygge. Tapene i systemet, både de sesongavhengige tapene som varierer gjennom året og de konstante tapene, er beregnet fra sammenligningen med måldata i perioder uten snø. Dette er gjort for å kvantifisere alle tap i systemet som ikke er snøtap, og sånn beregne den forventede energien uten snø.



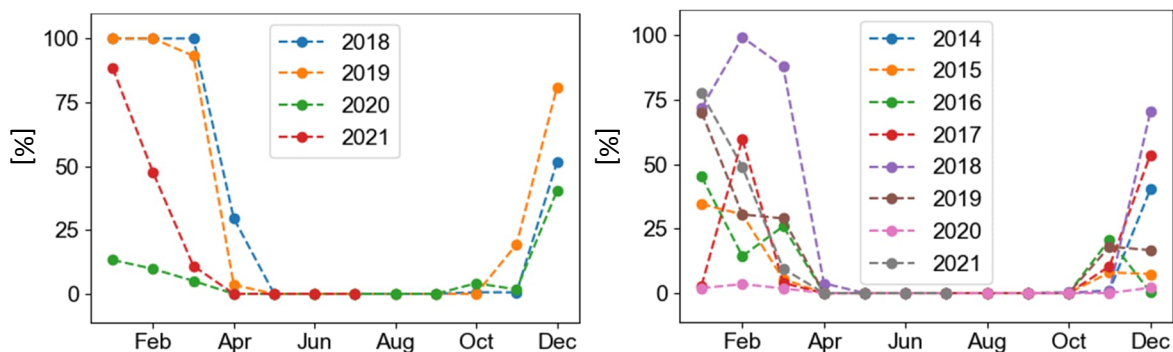
Figur 10: Venstre - Beliggenhet for de evaluerte takene og tilhørende klimasone. Høyre - Illustrasjon av metodikk for snøtapestimering.

Tabell 4: Panelhelning, instrumentering og lengde tidsserie for analyserte solcelleanlegg.

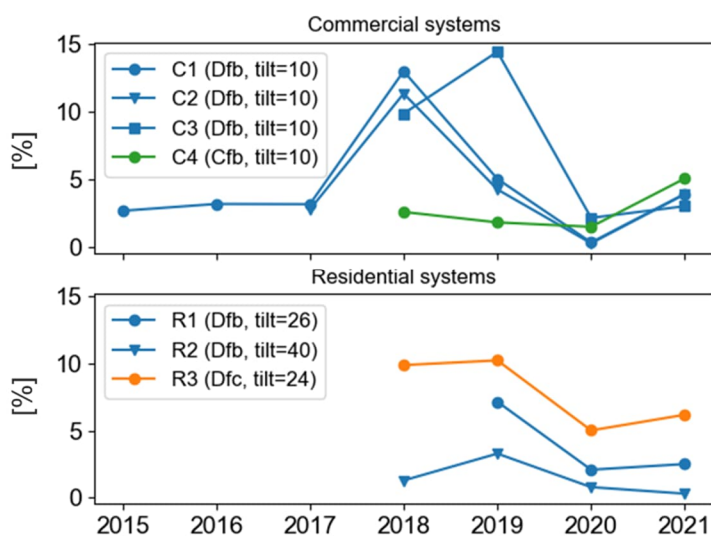
Tak	Panelhelning	Lengde tidsserie
<i>Bolighus</i>		
<i>Instrumentering: GHI og temperatur fra nærliggende værstasjon</i>		
R1	26	Jan 2019- June 2021
R2	40	Jan 2018- June 2021
R3	24	Jan 2019- June 2021
<i>Kommersielle systemer</i>		
<i>Instrumentering: effektiv innstråling og celleteperatur målt av referansecelle</i>		
C1	10	Jan 2015 – June 2021
C2	10	Jan 2017- June 2021
C3	10	Jan 2018- June 2021
C4	10	Jan 2018- June 2021

3.2.2 Resultater

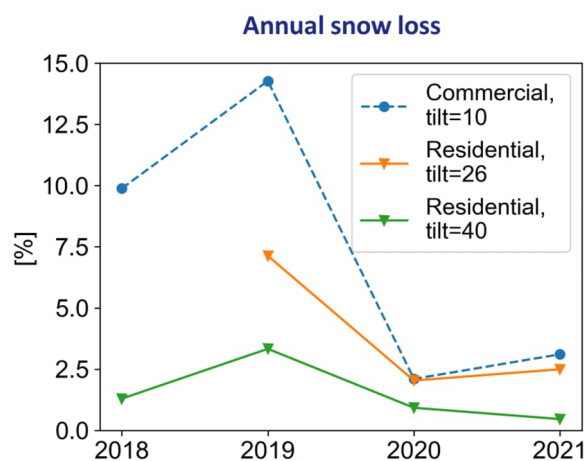
Månedlig tap for to av de kommersielle takene er vist i figur 11. Vi ser fra figuren at tapene for hver måned har stor variasjon fra år til år. Årlige tap for alle takene er vist i figur 12. Også her ser vi at tapene kan variere med flere prosentpoeng fra år til år, og at det også er variasjon mellom de ulike beliggenhetene. I figur 12 er også klimasonene til de ulike takene vist. Vi ser at for dette utvalget av tak er ikke klimasonene alene nok til å kategorisere størrelsen på snøtapene, men at det kan gi noen indikasjoner. Vi ser for eksempel at det kan være store forskjeller samme år for takene som ligger i kontinentalt klima. Men generelt virker det som om taket som ligger i maritimt klima har lave tap, mens taket som ligger i subarktisk klima har høye tap. Figur 13 viser de årlige tapene for de tre takene som ligger i samme område, og som er forventet å oppleve likt vær. Her ser vi tydelig den forventede effekten av systemdesign, og at med lavere tilt får man høyere tap.



Figur 11: Månedlige tap for a) C3 og b) C1 for alle årene i tidsseriene.



Figur 12: Årlig tap for de studerte takene.



Figur 13: Årlig tap for tre tak i samme område.

For de studerte takene ser vi en variasjon mellom 0-15% i årlige tap. Månedlige tap kan være opp til 100 %. Snø kan altså ha stor påvirkning på strømproduksjonen, og det i en periode av året med typisk høye strømpriser og stort behov for kraft. Det er derimot store variasjon i tapene, som kan kobles til påvirkning av vær og installasjons-spesifikke parametere, og noen steder er ikke snøtapene betydelig i det hele tatt. Dette understreker behovet for gode metoder for å estimere snøtap for spesifikke

systemdesign på spesifikke beliggenheter for å ta med disse tapene inn i for eksempel kostnadskalkyler og planlegging av drift og vedlikehold. Med mindre man har mange år med data for likt system på lik beliggenhet, vil ikke historiske data gi et solid grunnlag for beslutningstagning. Med nøyaktige modeller kan man løse utfordringen med mangel på data.

3.3 Modellering av snøtap

For å kunne beregne forventede snøtap for alle typer solcelleanlegg i alle typer beliggenheter trenger vi en modell som kan ta inn vær-, snø- og de installasjonsspesifikke parameterne som påvirker snøtap. En modell ville vært nyttig for både å estimere forventede tap i livstiden til et solcelleanlegg, optimalisere systemdesign, evaluering av behov for aktiv snøfjerning og evt planlegging av dette, og det vil også være nyttig i dag-til-dag forecasting av strømproduksjon fra solceller. Med en modell som tar inn værparametere, vil man også kunne ta hensyn til forventede endringer i været, og det ville vært mulig å se på hvordan ulike klimaendringsscenarioer vil påvirke snøtap i solcelleanlegg. I SUNPOINT har vi jobbet med modellering av snøtap for takmonterte solcelleanlegg. Seksjonene som dekker utviklingen og testingen av modellen (3.3.1 og 3.3.2) er oppsummeringer av arbeidet presentert i [13], [14]. Anbefalingene i seksjon 3.3.3 er basert på diskusjon fra [37]. I prosjektet ble det ikke inkludert bakkemonterte anlegg i analysen, siden det ikke fantes storskala bakkeanlegg når analysen ble gjennomført. Før modellen brukes for bakkemonterte anlegg, er validering og testing spesifikt for denne typen anlegg nødvendig.

3.3.1 Utvikling av snøtapsmodell

I vårt arbeid med snøtapsmodellering, har målet i førsteomgang vært å kunne gi et *godt nok* estimat på snøtap. Målet med utviklingen har ikke vært å øke nøyaktigheten, men å finne en god generell metode som gir gode resultater for de fleste solcelleanlegg.

I vårt innledende arbeid har vi testet ulike modeller [14], og vi fant at en modell utviklet av NREL/Marion [38] ga best resultat. De fleste snøtapsmodeller er *empiriske* - de er basert på å finne sammenhenger i data, dvs å korrelere et sett med inputparametere til målte snøtap. Siden det er så mange faktorer som kan påvirke snøtap – både vær-, snø og system spesifikke, er det usikkert hvor generelle disse modellene er og om alle relevante faktorer er inkludert, og om de går an å overføre til andre datasett. Dette kunne kanskje vært mulig om modellene var bygget på en stor mengde datasett, men typisk er disse modellene utviklet på små testsystemet. NREL/Marion-modellen er også delvis empirisk, men bygger også på fysiske prinsipper. Dette gjør at den også er enklere å modifisere, og det er mulig å ta inn faktorer som ikke var inkludert i den opprinnelige modellutviklingen, i motsetning til rent empiriske modeller hvor det er vanskelig å skille ut påvirkningen av ulike faktorer. For eksempel, i vår sammenligning av NREL/Marion-modellen med målte data, fant vi en betydelig svakhet: at modellen predikerte at snøen forsvant fra solcelleanlegg mye tidligere enn den faktisk gjorde for de takene vi studerte. Dette er en faktor vi har kunnet forbedre i prosjektet. Med NREL/Marion-modellen er også mulig å bruke til å modellere snøtap på dag- og timesnivå, mens de andre modellene som ble testet er utviklet for månedsdata.

3.3.1.1 NREL/Marion-modellen

I NREL/Marion-modellen modelleres snødekke og snøtap i ulike skritt (skritt 1-2 illustrert i figur 14):

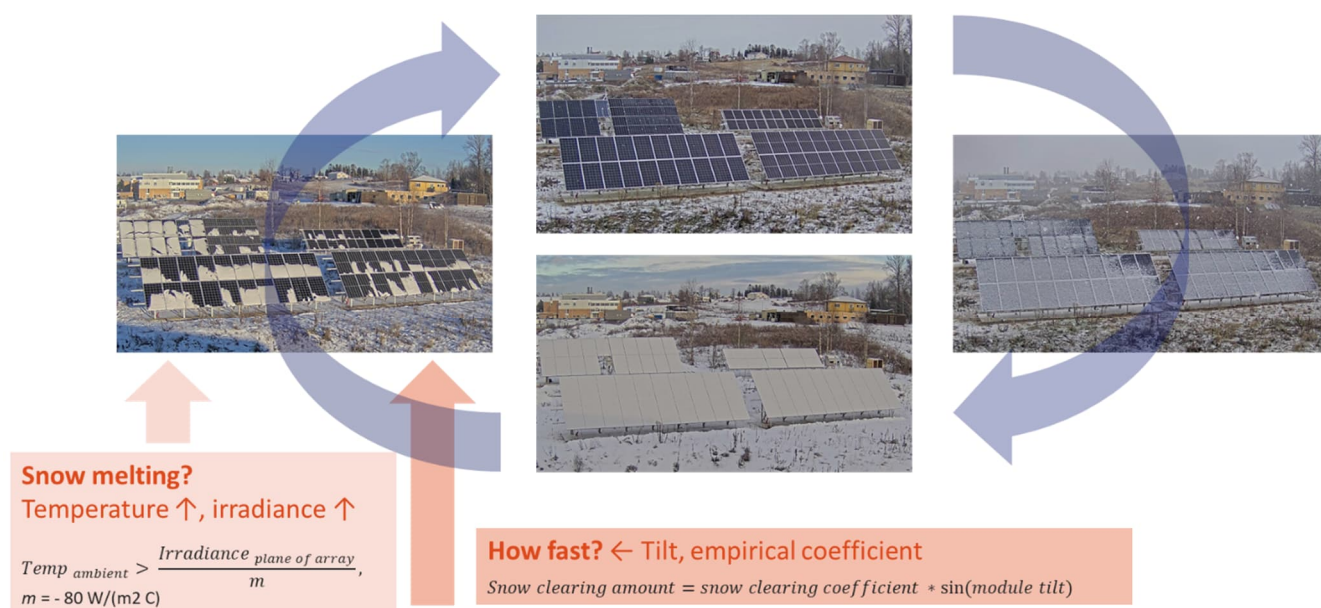
1. *Snøakkumulering*: Snøfall gir snødekke på solcellepanelene.
2. *Snøreduksjon*: Når snøen smelter, forsvinner snøen gradvis.
 - a. *Snøsmelting*: Bestemmes av omgivelsestemperatur, solinnstråling og en empirisk koeffisient.
 - b. *Andel snø som forsvinner under snøsmelting*: Bestemmes av helningen på solcellepanelet og en empirisk koeffisient som beskriver hastigheten snøen forsvinner med (*snøreduksjonskoeffisient*).

3. *Elektrisk tap:* I 2b beregnes andelen av modulen er dekket. Dette blir brukt til å beregne hvor mange substrenger i et solcellepanel som er dekket. Hvis en substreng i solcellepanelet er delvis dekket, antas 100% tap for denne delen av solcellepanelet.

Som beskrevet i seksjon 2.1, er det mange flere faktorer enn de som er nevnt her som påvirker akkumulering og reduksjon av snødekke, og elektriske tap er relatert til flere faktorer enn kun hvor mange substrenger som er delvis dekket av snø. Dette er altså en forenklet modell, men vår hypotese er at disse forenklingene vil være rimelige i de fleste tilfeller.

3.3.1.2 Utvikling og validering av NREL/Marion-modellen i SUNPOINT

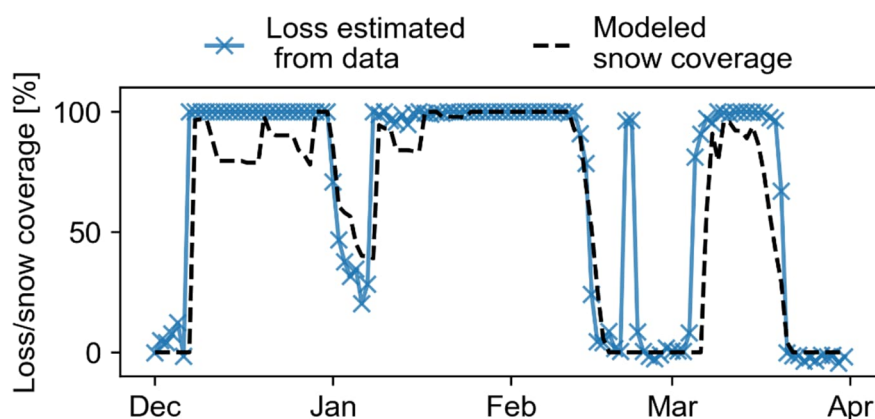
Siden systemdesign er forventet å påvirke hvor raskt snøen forsvinner fra solcelleanlegg, forventer vi at snøreduksjonskoeffisienten i 2b kan variere med ulike typer systemdesign og ulike snøforhold. I SUNPOINT har vi jobbet med å beregne snøreduksjonskoeffisienten for de to vanlige typer systemer i Norge: storskala solcelleanlegg på flate tak, med ca 10 graders helning orientert øst/vest, og bolighus. Vi har brukt de samme takene som vi har beregnet snøtap for i seksjon 2.2, pluss to ekstra bolighus (R5 og R6). I vår innledende testing av snøtapsmodellering, fant vi at snøreduksjonshastigheten var mye lavere for tykke snølag enn de originale snøreduksjonskoeffisientene indikerte. Når det er tykke snølag, vil mindre av solinnstrålingen skinne gjennom snølaget og varme opp solcellepanelene, og det vil være vanskeligere for snøen å skli av. For å ta dette med i beregningen, utledet vi to snøreduksjonskoeffisienter fra dataene – et for tykke snølag og et for tynne snølag. Vi la også inn en restriksjon for flate tak: hvis snødybden er høyere enn høyden på solcelleanlegget, skjer det ingen snøreduksjon, og snøreduksjonskoeffisienten er satt til 0. Snødybden som brukes her er snødybden på bakken. Vi forventer ikke at snødybden på bakken og på et flatt tak vil være akkurat lik, så snødybden på bakken blir her brukt for å gi et omtrentlig tall på hvor mye snø det er på taket, dvs om det er mye eller lite. Vi utledet et sett med koeffisienter for de kommersielle systemene og et sett for bolighusene. Vi antar dermed at de fleste faktorene som påvirker snøreduksjon som er relatert til systemdesign fanges opp av denne faktoren, og at den mest betydelige rollen til snøforholdene fanges opp av inndelingen i ulike faktorer for tynne og tykke snølag. Takene som er testet innenfor hver kategori er relativt like, og hvis modellen er generell, burde samme snøreduksjonsfaktor passe for alle. Som input i modellen har vi brukt snøfallsdata fra senorge.no, og lokale målinger av solinnstråling og omgivelsestemperatur. Faktiske snøtap for solcelleanleggene er beregnet som beskrevet i seksjon 3.2.1, figur 10.



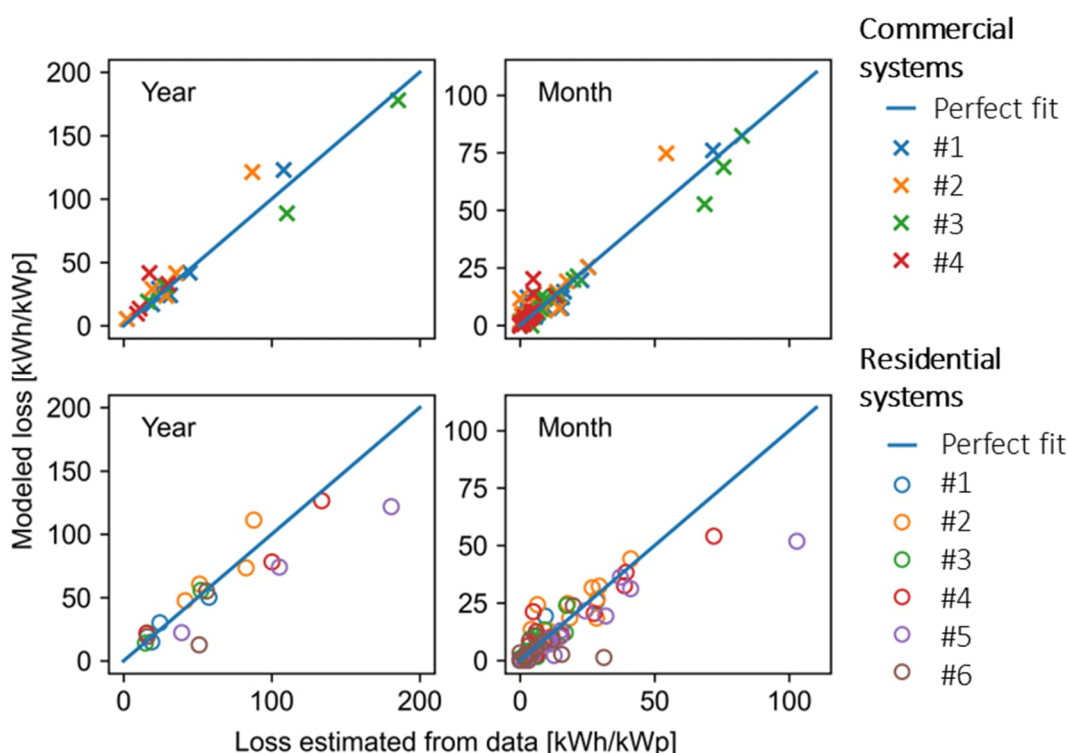
Figur 14: Illustrasjon av modellen utviklet av NREL/Marion et al.

3.3.2 Resultater snøtapmodellering

Figur 15 viser modellert snødekke sammen med de faktiske snøtapene for en vintersesong for et av de kommersielle anleggene. Som tidligere diskutert, så er ikke disse størrelsene forventet å være nøyaktig det samme, siden dette kommer an på type snødekke og skyggeresponsen til anlegget, men vi forventer at de vil følge hverandre til en viss grad. Vi ser fra figuren at for de fleste tilfeller stemmer snøakkumuleringen og snøreduksjonen predikert av modellen med de faktiske tapene i solcelleanlegget. Ved et tilfelle i slutten av februar er det nesten 100% snøtap som modellen ikke fanger opp. Dette er relatert til inputverdiene for snøfall fra senorge.no. I snødataene fanges det ikke opp at det snør, og dermed forutsier ikke modellen snødekke. Dette understreker viktigheten av gode snødata. Figur 16 viser modellerte årlige og månedlige absolutte snøtap sammenlignet med faktiske tap i solcelleanlegget (estimert fra data). Vi ser at for de fleste måneder/år, og for de fleste av solcelleanleggene, passer de modellerte tapene med de faktiske tapene – dvs de ligger på eller veldig nærme den blå linja. De punktene som var lengst fra, kunne relateres til faktorer som ikke var inkludert i modellen: skygge på taket (gir høyere tap enn modellert), regn og høyt varmetap fra bygg (gir lavere tap enn modellert).



Figur 15: Modellert snødekke sammenlignet med modellert snøtap for en vintersesong for et av de kommersielle anleggene.



Figur 16: Modellerte årlige og månedlige absolutte snøtap sammenlignet med faktiske tap i solcelleanlegget (estimert fra data). Den blå linjen er ikke en regresjonslinje, men indikerer hvor resultatene hadde ligget hvis det var en perfekt overensstemmelse mellom modellerte og målte verdier.

3.3.3 Foreslått fremgangsmåte for snøtapsestimering

Den foreslåtte fremgangsmåten for å beregne en månedlig snøtapsfaktor for et solcelleanlegg er som følger:

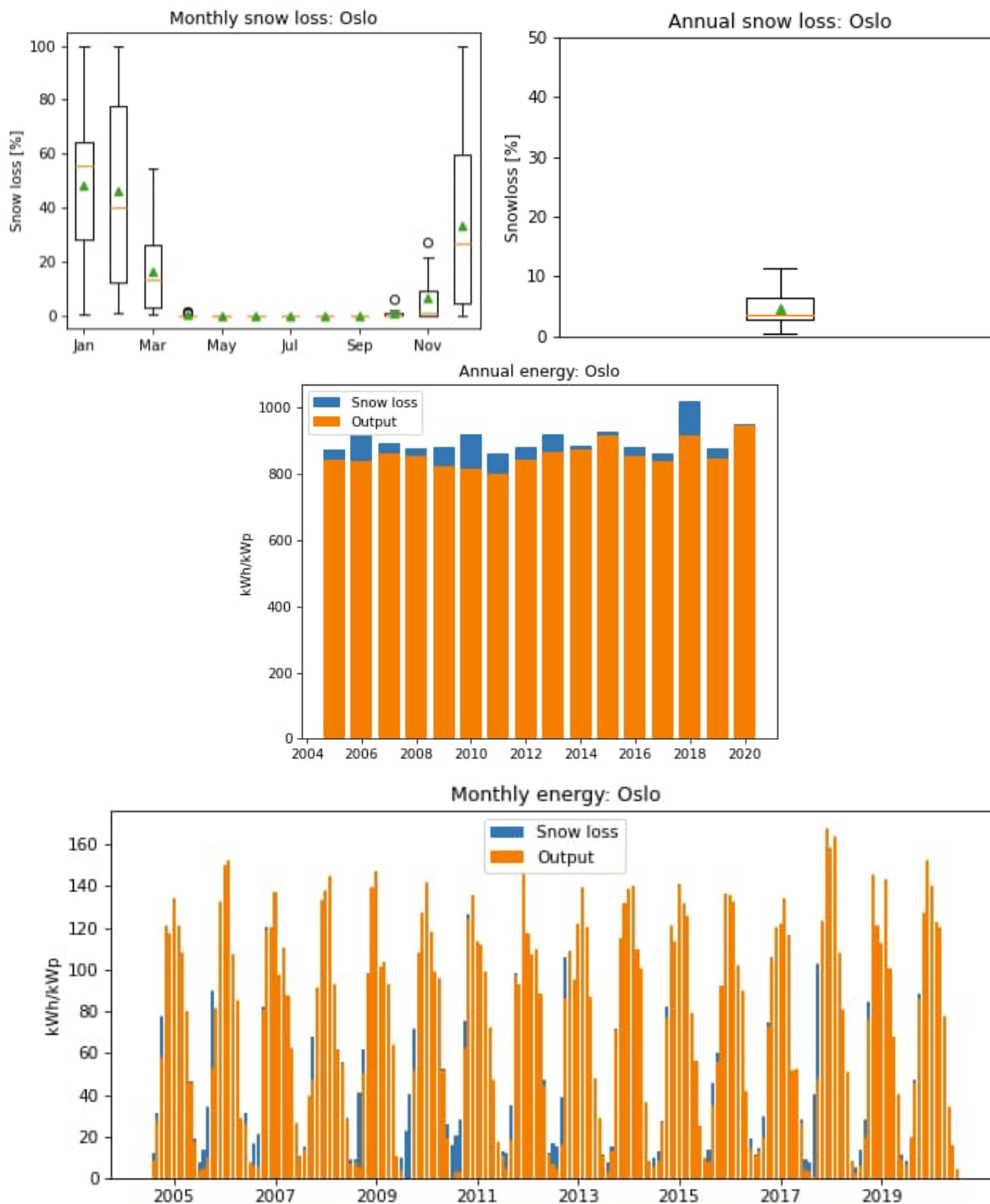
1. Modellere forventet produksjon og tapt energi pga snø for en tidsserie med vær- og snødata på flere år, ideelt sett mer enn ti år, og beregne månedlige snøtap basert på dette. Hvis snøtapene skal brukes i en simulering hvor man bruker værdata på TMY-format anbefaler vi å bruke samme tidsperiode som TMY-dataene er basert på.
2. Beregning av månedlig snøtapsfaktor:
 - a. I beregninger av strømproduksjon for hele livstiden til et solcelleanlegg, hvor man bruker TMY værdata: bruk det gjennomsnittlige tapet for alle årene i tidsserien.
 - b. I beregninger hvor man ønsker å se på hva man kan forvente av tap i et solcelleanlegg, og ikke vil inkludere ekstremår, dvs et *typisk tap*: bruk mediantapet for alle årene i tidsserien.

For snøtapsestimering i Norge, vil det å simulere selv med riktige data for beliggenheten og konfigurasjonen på solcelleanlegg gi et mest nøyaktig resultat. Vedlagt denne rapporten er eksempler på snøtapsberegninger i Python og Excel. I tabellene med *anbefalte månedlige verdier for innstråling/soiling-tap* presentert i seksjon 4 gir vi et anbefalt estimat for solcelleanlegg på tak basert på simuleringer for et utvidet sett av konfigurasjonene og byene i tabellene for veiledende soilingtap i NS3031, 2014. Beregningen bak tallene som er inkludert her er vist i det vedlagte Python-eksempelet. I visualiseringen av de modellerte resultatene, anbefales det å vise variasjonen i månedlige/årlige tap. Eksempler på dette fra beregningene i Python-eksempelet vedlagt denne rapporten er vist i figur 17.

Modellen som er beskrevet er det beste tilgjengelig på skrivende tidspunkt, og har gitt gode resultater i sammenligning med målte data. Men som beskrevet i seksjon 3.1, er det mange faktorer som kan påvirke snødekke og snøtap, og ikke alle disse er inkludert i modellen (beskrevet i 3.3.1). Modellen dekker de viktigste faktorene for de fleste solcelleanlegg på tak, men det vil være noen typer vær/solcelleanlegg hvor vi kan forvente lavere eller høyere tall enn det som er simulert, for eksempel:

1. Tregere naturlig snøfjerning og større tap: mye tak på nedsiden av panelene som hindrer snøen i å skli av, snøfangere, objekter på taket som gir skygging og ujevn akkumulering av snø.
2. Raskere naturlig snøfjerning og mindre tap: varmelekkasje fra bygget, rammeløse paneler, bifacial paneler, regn.

Vi forventer dessuten mer usikkerhet i modelleringen når temperaturen ofte eller lenge ligger rundt 0°C. Da vil det være økt usikkerhet i både snødataene som brukes i modellen, og estimeringen av naturlig snøfjerning. Modellen er foreløpig ikke bredt validert for bakkemonterte anlegg, hvor vi forventer betydelig raskere naturlig snøfjerning enn på takanlegg. Det er flere usikkerheter både i modelleringen (for eksempel hvor nøyaktig modellen kan modellere vinkelavhengigheten til snøtap), og med tanke på hvor representativt historiske snødata er for fremtidige snøforhold, og beregningen bør regnes som et generelt estimat. Dette bør tas med i betraktning om man bruker modellerte verdier i optimalisering av solcellepanelkonfigurasjon eller lønnsomhetsberegninger.



Figur 17: Eksempelfigurer fra snøtapsberegningene i Python-eksempelet som er lagt ved denne rapporten. Forventet energidata er hentet fra PVGIS for et sørvendt anlegg med 30 graders vinkel, og snødata er hentet fra senorge.no. Øverst: Boxplot som viser variasjon i modellert månedlig og årlig snøtap for tidsperioden 20025-2020.. Den oransje linjen viser median-verdien, og den grønne trekanten viser gjennomsnittsverdi. Midten og nederst: Årlig og månedlig forventet energi output og tapt energi på grunn av snø

4 Tabeller med anbefalte månedlige verdier for innstråling/soiling-tap

Tabell 6-10 viser anbefalte månedlige verdier for innstråling/soiling tap på grunn av snø og tilsmussing for takanlegg i ulike byer i Norge, tilsvarende soilingfaktoren i for eksempel PVsyst. Snøtapene er modellert, som beskrevet i 3.3.3. Modellerte strømproduksjon fra PV i perioden 2005-2020 er hentet fra PVGIS². Snødata for den samme perioden er hentet fra senorge.no. Snøtapene er modellert med ulike helninger, men vendt mot sør. Tapene er modellert for et anlegg som har tre strenger parallelt med snødekke. Snøreduksjonskoeffisientene er satt til 0.4 for snødybde mindre enn 3 cm, og 0.06 for snødybde mer enn 3 cm. Python-beregningen som er gjort er lagt ved rapporten. Tabellen viser gjennomsnittet for hver måned, rundet opp til nærmeste 5%. Posisjonene som er brukt i innhenting av data fra senorge.no og PVGIS er gitt i tabell 5. For byer som ligger ved vann er en posisjon med litt avstand fra vannet valgt. For måneder uten snøtap, er soilingtapet satt til 1%, basert på diskusjonen i seksjon 2.3. For noen beliggenheter er innstrålingen i desember 0. I disse tilfellene er det ikke mulig å beregne innstrålingstapet, og soilingtapet er satt til «-».

Tabell 5: Posisjoner brukt i snøtapsmodelleringen.

Stavanger	58.954966	5.642166
Oslo	59.941256	10.748405
Trondheim	63.415961	10.419159
Tromsø	69.674862	18.948669
Bergen	60.375351	5.357552
Kristiansand	58.161648	8.012552
Lillehammer	61.129148	10.467052
Drammen	59.749521	10.219173
Skien	59.219177	9.606857
Tønsberg	59.281668	10.421562
Fredrikstad	59.233406	10.966759
Ålesund	62.467598	6.362457
Kautokeino	69.015267	23.036699
Bodø	67.286762	14.430885
Røros	62.574766	11.389046
Kongsberg	59.671902	9.664364

Tabell 6: Anbefalte soilingtap/innstrålingstap i prosent for solcelleanlegg på tak med helning 0-15 grader. Snøtapene er modellert for 10 graders helning.

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	10	10	5	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Oslo	60	60	30	1	1	1	1	1	1	1	10	40
Trondheim	70	65	55	10	1	1	1	1	1	1	20	50
Tromsø	95	100	95	50	10	1	1	1	1	10	45	-
Bergen	25	20	10	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Kristiansand	35	35	20	1	1	1	1	1	1	1	1	20
Lillehammer	100	95	60	10	1	1	1	1	1	5	40	85
Drammen	65	60	35	5	1	1	1	1	1	1	15	55

² https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Skien	55	50	25	1	1	1	1	1	1	1	10	30
Tønsberg	45	50	30	1	1	1	1	1	1	1	5	30
Fredrikstad	40	45	20	1	1	1	1	1	1	1	5	20
Ålesund	20	20	15	5	1	1	1	1	1	1	5	10
Kautokeino	100	100	95	70	25	1	1	1	1	35	85	-
Bodø	70	70	65	15	1	1	1	1	1	5	25	-
Røros	100	100	90	45	10	1	1	1	1	15	55	95
Kongsberg	75	75	40	5	1	1	1	1	1	1	20	70

Tabell 7: Anbefalte soilingtap/innstrålingstap i prosent for solcelleanlegg på tak med helning 15-25 grader. Snøtapene er modellert for 20 graders helning.

[illegible]

Tabell 8: Anbefalte soilingtap/innstrålingstap i prosent for solcelleanlegg på tak med helning 25-35 grader. Snøtapene er modellert for 30 graders helning.

[illegible]

Kautokeino	100	95	85	50	15	1	1	1	1	25	75	-
Bodø	60	65	45	10	1	1	1	1	1	5	20	-
Røros	95	95	70	25	5	1	1	1	1	10	45	90
Kongsberg	60	55	25	1	1	1	1	1	1	1	15	55

Tabell 9: Anbefalte soilingtap/innstrålingstap i prosent for solcelleanlegg på tak med helning 35-45 grader. Snøtapene er modellert for 40 graders helning.

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	5	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Oslo	45	45	15	1	1	1	1	1	1	1	5	30
Trondheim	55	55	35	5	1	1	1	1	1	1	15	40
Tromsø	100	95	80	30	5	1	1	1	1	10	40	-
Bergen	15	10	5	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Kristiansand	20	20	10	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Lillehammer	90	75	35	5	1	1	1	1	1	1	25	80
Drammen	55	45	20	1	1	1	1	1	1	1	5	40
Skien	35	35	10	1	1	1	1	1	1	1	5	20
Tønsberg	30	35	15	1	1	1	1	1	1	1	5	20
Fredrikstad	20	30	5	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Ålesund	15	10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Kautokeino	95	95	80	40	10	1	1	1	1	25	70	-
Bodø	60	60	40	10	1	1	1	1	1	5	20	-
Røros	95	95	65	20	5	1	1	1	1	10	45	85
Kongsberg	55	50	20	1	1	1	1	1	1	1	10	50

Tabell 10: Anbefalte soilingtap/innstrålingstap i prosent for solcelleanlegg på tak med helning 45-60 grader. Snøtapene er modellert for 50 graders helning.

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Stavanger	5	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Oslo	40	40	15	1	1	1	1	1	1	1	5	30
Trondheim	55	55	30	5	1	1	1	1	1	1	15	40
Tromsø	100	95	75	25	5	1	1	1	1	10	35	-
Bergen	15	10	5	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Kristiansand	20	20	10	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Lillehammer	90	75	35	5	1	1	1	1	1	1	25	80
Drammen	50	40	20	1	1	1	1	1	1	1	5	40
Skien	30	30	10	1	1	1	1	1	1	1	5	20
Tønsberg	30	30	10	1	1	1	1	1	1	1	5	20
Fredrikstad	20	30	5	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Ålesund	10	10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Kautokeino	95	95	75	40	10	1	1	1	1	25	70	-
Bodø	55	55	40	10	1	1	1	1	1	5	20	-
Røros	95	95	65	20	5	1	1	1	1	10	40	85

Kongsberg	55	45	20	1	1	1	1	1	1	1	10	50
-----------	----	----	----	---	---	---	---	---	---	---	----	----

5 Konklusjon

I prosjektet SUNPOINT har vi studert innstrålingstap i solcelleanlegg i Norge som skyldes snø og støv, såkalte *soilingtap*. Målet har vært å kunne gi estimater på disse tapene som kan brukes i simuleringer av strømproduksjon fra solceller. Både snø- og støvtap i solcelleanlegg påvirkes av lokale værforhold (og for støvtap: luftkvalitetsforhold) og konfigurasjonen til solcelleanlegget, og de kan ha stor variasjon fra år til år, gjennom året, og mellom ulike beliggenheter og solcelleanlegg. I tillegg finnes det også få studier som presenterer målte verdier for disse tapene. I SUNPOINT har vi derfor i stor grad basert oss på simuleringer av snø- og støvtap for å muliggjøre estimering av disse tapene for ulike solcelleanlegg på ulike beliggenheter.

I denne rapporten presenterer vi nye resultater på simulering av støvtap i Norge basert på HSU-modellen, med målinger av luftkvalitet og regn som inputverdier. Basert på disse simuleringene får vi månedlige og årlige verdier for støvtap for ulike beliggenheter, og vi konkluderer med at soilingtap typisk er <1%, og vi anbefaler å bruke 1% som et konservativt estimat på støvtap for solcelleanlegg i Norge. Vi gir også en oppsummering av den publiserte forskningen på snøtap i prosjektet. Dette inkluderer en oversikt over den vitenskapelige litteraturen som beskriver snøtap i solcelleanlegg, kvantifisering av snøtap i et utvalg takmonterte solcelleanlegg (kommersielle anlegg og bolighus) og utvikling av snøtapsmodellering. Basert på den forbedrede snøtapsmodellen har vi også simulerte snøtapsverdier for solcelleanlegg på tak for et utvidet sett av konfigurasjonene og byene i tabellene for veiledende soilingtap i NS3031, 2014. Snøtapsmodellen er ikke validert for bakkemonterte anlegg siden det var få bakkemonterte anlegg i Norge i prosjektperioden. Siden snøtap kan ha store lokale variasjoner, og også i stor grad er påvirket av konfigurasjonen til solcelleanlegg (for eksempel helning på solcellepanel), får man best resultater ved å bruke lokale værdata og faktisk helning på solcellepanelet. For å muliggjøre dette har vi lagt ved beregningseksempler i Python og Excel til denne rapporten.

6 Referanser

- [1] R. Conceição, J. González-Aguilar, A. A. Merrouni, and M. Romero, "Soiling effect in solar energy conversion systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 162. 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112434.
- [2] K. K. Ilse, B. W. Figgis, V. Naumann, C. Hagendorf, and J. Bagdahn, "Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 98, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.09.015.
- [3] *Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems Soiling Losses-Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants 2022*. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation->
- [4] M. Eeftens *et al.*, "Spatial variation of PM2.5, PM10, PM2.5 absorbance and PMcoarse concentrations between and within 20 European study areas and the relationship with NO2 - Results of the ESCAPE project," *Atmos Environ*, vol. 62, 2012, doi: 10.1016/j.atmosenv.2012.08.038.
- [5] L. Micheli and M. Muller, "An investigation of the key parameters for predicting PV soiling losses," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 4, pp. 291–307, Apr. 2017, doi: 10.1002/pip.2860.

- [6] H. Pedersen, J. Strauss, and J. Selj, "Effect of Soiling on Photovoltaic Modules in Norway," *Energy Procedia*, vol. 92, no. 1876, pp. 585–589, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.07.023.
- [7] H. N. Riise, M. B. Øgaard, and T. U. Nærland, "Soiling and snow impact on a PV plant at a farm in Norway," in *Proceedings of the 38th European PV Solar Energy Conference*, 2021, pp. 1241–1244.
- [8] L. Micheli, M. G. Deceglie, and M. Muller, "Predicting photovoltaic soiling losses using environmental parameters: An update," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 27, no. 3, 2019, doi: 10.1002/pip.3079.
- [9] M. Coello and L. Boyle, "Simple Model for Predicting Time Series Soiling of Photovoltaic Panels," *IEEE J Photovolt*, vol. 9, no. 5, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2919628.
- [10] J. R. Caron and B. Littmann, "Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California," *IEEE J Photovolt*, vol. 3, no. 1, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2216859.
- [11] F. Mejia, J. Kleissl, and J. L. Bosch, "The effect of dust on solar photovoltaic systems," in *Energy Procedia*, 2014. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.251.
- [12] IEA PVPS Task 13, "Technical Assumptions in Financial PV Models: Review of Current Practices and Recommendations," 2017.
- [13] M. B. Ogaard, I. Frimannslund, H. N. Riise, and J. Selj, "Snow Loss Modeling for Roof Mounted Photovoltaic Systems: Improving the Marion Snow Loss Model," *IEEE J Photovolt*, vol. 12, no. 4, 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2022.3166909.
- [14] M. B. Øgaard, B. L. Aarseth, Å. F. Skomedal, H. N. Riise, S. Sartori, and J. H. Selj, "Identifying snow in photovoltaic monitoring data for improved snow loss modeling and snow detection," *Solar Energy*, vol. 223, pp. 238–247, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.05.023.
- [15] M. B. Øgaard, H. N. Riise, and J. H. Selj, "Modeling snow losses in photovoltaic systems," in *2021 48th IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2021, pp. 517–521.
- [16] I. Frimannslund, T. Thiis, A. Aalberg, and B. Thorud, "Polar solar power plants – Investigating the potential and the design challenges," *Solar Energy*, vol. 224, pp. 35–42, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.05.069.
- [17] R. Pfister and M. Schneebeli, "Snow accumulation on boards of different sizes and shapes," *Hydrol Process*, vol. 13, no. 14–15, pp. 2345–2355, 1999, doi: 10.1002/(sici)1099-1085(199910)13:14/15<2345::aid-hyp873>3.0.co;2-n.
- [18] P. O. A. Borrebæk, B. P. Jelle, and Z. Zhang, "Avoiding snow and ice accretion on building integrated photovoltaics – challenges, strategies, and opportunities," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 206, 2020, doi: 10.1016/j.solmat.2019.110306.
- [19] V. Meløysund, "Prediction of local snow loads on roofs," 2010.
- [20] R. Hefny, M. Farzaneh, and C. Peyrard, "Adhesion of wet snow to different cable surfaces," in *13th Int. Work. Atmos. Icing Struct.*, 2009.
- [21] R. D. Tabler, "Controlling blowing and drifting snow with snow fences and road design," 2003.
- [22] T. K. Thiis and M. O'Rourke, "Model for snow loading on gable roofs," *Journal of Structural Engineering*, vol. 141, no. 12, 2015, doi: 10.1061/(asce)st.1943-541x.0001286.
- [23] N. Grammou, I. Pertermann, and R. Puthli, "Snow loads on flat roofs with elevated solar panel arrays: Research results for wind-induced shape coefficients," *Steel Construction*, vol. 12, no. 4, pp. 364–371, 2019, doi: 10.1002/stco.201900031.
- [24] A. Brooks, S. Gamble, J. Dale, and M. Gibbons, "Determining snow loads on buildings with solar arrays," in *CSCE 2014 4th Int. Struct. Spec. Conf.*, 2015, pp. 1414–1423.
- [25] R. E. Pawluk, Y. Chen, and Y. She, "Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 171–182, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.031.
- [26] A. H. Abou Yassine, N. Namdari, B. Mohammadian, and H. Sojoudi, "Understanding mechanisms of snow removal from photovoltaic modules," *Solar Energy*, vol. 231, pp. 175–184, 2022, doi: 10.1016/j.solener.2021.11.042.

- [27] D. Riley, L. Burnham, B. Walker, and J. M. Pearce, "Differences in snow shedding in photovoltaic systems with framed and frameless modules," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 558–561. doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981389.
- [28] J. L. Braid, D. Riley, J. M. Pearce, and L. Burnham, "Image analysis method for quantifying snow losses on PV systems," in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2020, pp. 1510–1516. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300373.
- [29] B. P. Jelle, "The challenge of removing snow downfall on photovoltaic solar cell roofs in order to maximize solar energy efficiency - Research opportunities for the future," *Energy Build*, vol. 67, pp. 334–351, 2013, doi: 10.1016/j.enbuild.2013.08.010.
- [30] R. Pawluk, Y. Chen, and Y. She, "Observations of ice at the interface between snow accumulations and photovoltaic panel surfaces," in *2018 6th Int. Renew. Sustain. Energy Conf.*, IEEE, 2018.
- [31] P. O. Andersson, B. P. Jelle, and Z. Zhang, "Passive snow repulsion: A state-of-the-art review illuminating research gaps and possibilities," *Energy Procedia*, vol. 132, pp. 423–428, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.650.
- [32] J. Bogenrieder, C. Camus, M. Hüttner, P. Offermann, J. Hauch, and C. J. Brabec, "Technology-dependent analysis of the snow melting and sliding behavior on photovoltaic modules," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, 2018, doi: 10.1063/1.5001556.
- [33] T. Townsend and L. Powers, "Photovoltaics and snow: An update from two winters of measurements in the Sierra," in *2011 37th IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2011, pp. 3231–3236. doi: 10.1109/PVSC.2011.6186627.
- [34] N. Heidari, J. Gwamuri, T. Townsend, and J. M. Pearce, "Impact of snow and ground interference on photovoltaic electric system performance," *IEEE Journal of Photovolt.*, vol. 5, no. 6, pp. 1680–1685, 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2466448.
- [35] L. Burnham, D. Riley, B. Walker, and J. M. Pearce, "Performance of bifacial photovoltaic modules on a dual-axis tracker in a high-latitude, high-albedo environment," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 1320–1327. doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980964.
- [36] R. E. Pawluk, M. Rezvanpour, Y. Chen, and Y. She, "A sensitivity analysis on effective parameters for sliding/melting prediction of snow cover on solar photovoltaic panels," *Cold Reg Sci Technol*, vol. 185, 2021, doi: 10.1016/j.coldregions.2021.103262.
- [37] M. B. Øgaard, H. N. Riise, and J. H. Selj, "Estimation of snow loss for photovoltaic plants in Norway," in *Proc. 38th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, 2021.
- [38] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine, and G. Sanchez, "Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations," *Solar Energy*, vol. 97, pp. 112–121, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.029.

**Kjeller**

Postboks 40, NO-2027 Kjeller

Besøksadresse
Instituttveien 18, Kjeller, Norway

Tel.: +47 63 80 60 00

Halden

Postboks 173, NO-1751 Halden

Besøksadresse
Os allé 5, Halden, Norway

Besøksadresse reaktor
Tistedalsgata 20, Halden, Norway

Tel.: +47 69 21 22 00

firmapost@ife.no | www.ife.no | [f facebook.com/energiteknikk/](https://www.facebook.com/energiteknikk/) | [t @energiteknikk](https://twitter.com/energiteknikk)