Projet / Project:

Développement de l'énergie solaire en Afrique subsaharienne /

Solar Development in Sub-Saharan Africa

CAMPAGNE DE MESURES SOLAIRES EN AFRIQUE DE L'OUEST /

SOLAR RESOURCE MEASUREMENT CAMPAIGN IN WEST AFRICA

Rapport de Mesures Station Météorologique Automatique (après une année de mesures) /

Automatic Weather Station Measurement Report (after one year of measurements)

Ourossogui - Sénégal / Ourossogui - Senegal

***Octobre 2022* / October 2022**

YANDALUX
Profitons de notre Soleil

cspservices
concentrating solar power services

Financé par / Financed by

THE WORLD BANK
IBRD • IDA | WORLD BANK GROUP

Table des matières / Contents

Table des matières / Contents **2**

Documents associés / Related documents **4**

Glossaire / Glossary **4**

1 _Résumé_ / Summary **6**

2 _Description du site_ / Site description **8**

2.1 *Emplacement* / Location 8
2.2 *Environnement et ombrage* / Surroundings and shading profile 9
2.3 *Ombrages visibles dans les données de mesure* / Shadings visible in the measurement data 10

3 _Configuration et disposition de la station météorologique automatique_ / Automatic weather station configuration and layout **12**

3.1 *Équipement de mesure* / Measurement equipment 12
3.2 *Disposition de la station* / Station layout 13
3.3 *Mesures, transmission et analyse des données* / Data measurement, transmission and analysis 15

4 _Installation, exploitation et maintenance de la station_ / Station installation, operation and maintenance **17**

4.1 *Tâches accomplies et calendrier* / Completed tasks and timeline 17
4.2 *Événements lors de l'exploitation de la station* / Notable events during station operation 20

5 _Liste de contrôle de l'installation_ / Installation checklist **21**

6 _Procédures de maintenance sur site_ / Local station maintenance procedures **24**

7 _Données de mesure et résultats_ / Measurement data and results **26**

7.1 *Données de mesure à l'installation* / Measurement data upon installation 26
7.2 *Résultats des mesures pour la période de mesure rapportée* / Measurement results for the reported measurement period 31
7.2.1 *Sommaires mensuels* / Monthly summaries 31
7.2.2 *Irradiation solaire* / Solar irradiation 32
7.2.3 *Température et humidité relative* / Temperature and relative humidity 34
7.2.4 *Précipitation* / Precipitation 35
7.2.5 *Vitesse et direction du vent* / Wind speed and direction 35
7.3 *Système de mesure de taux d'encrassement des panneaux PV* / PV soiling measurement system (soiling rate) 38
7.3.1 *Méthodologie de mesure* / Measurement methodology 38
7.3.2 *Équipement de mesure* / Measurement equipment 38
7.3.3 *Valeurs mesurés* / Measured values 39
7.3.4 *Intervalles de nettoyage* / Cleaning cycles 40
7.3.5 *Acquisition et traitement des données* / Data acquisition and processing 41
7.3.6 *Analyse de données* / Data analysis 41
7.3.7 *Comparaison de la méthode de mesure avec la norme IEC 61724-1* / Comparison of measurement methodology with IEC 61724-1 47
7.3.8 *Résultats des mesures de salissure* / Soiling measurement results 49
7.3.9 *Taux moyens de salissure mensuels et annuels* / Average monthly and yearly soiling rates 49

7.3.10 *Propreté et taux de salissure quotidiens* / Daily cleanliness and soiling rates.....50
7.4 *Échantillonneur de corrosion (taux de corrosion)* / Corrosion sampler (Corrosion rate).....58

8 *Contrôle de la qualité des données et incertitude des mesures* / Data quality control and measurement uncertainty..... 59

8.1 *Indice de ciel clair* / Clear sky index.....60
8.2 *Évaluation de qualité de données* / Data quality assessment.....61
8.3 *Comparaisons données d'irradiance* / Irradiance data comparison.....62
8.4 *Incertitude de mesure* / Measurement uncertainty.....63
8.4.1 Mesures de la DNI / DNI measurements.....63
8.4.2 Mesures de la GHI et DHI / GHI and DHI measurements.....63
8.5 *Sommes annuelles et incertitude de GHI et DNI à long terme* / Yearly sum and uncertainty of long-term GHI and DNI.....65
8.5.1 *Sommes annuelles de GHI et DNI à long terme* / Yearly sums of long-term GHI and DNI65
8.5.2 *Adaptation du site et incertitude de la GHI et de la DNI à long terme* / Site adaptation and uncertainty of long-term GHI and DNI.....65

9 *Documentation photographique* / Photographic documentation..... 67

9.1 *Installation (octobre 2021)* / Installation (October 2021).....67
9.2 *Visite de maintenance (avril 2022)* / Maintenance visit (April 2022).....75
9.3 *Visite de maintenance (juin 2022)* / Maintenance visit (June 2022).....80

10 *Procédures et certificats d'étalonnage* / Calibration procedures and certificates..... 81

10.1 *Étalonnage des capteurs lors de l'installation de la station* / Calibration of sensors upon station installation.....81
10.1.1 CMP10 pyranometer (DHI).....82
10.1.2 CMP10 pyranometer (GHI).....86
10.1.3 CHP1 pyrheliometer.....90
10.1.4 #40C anemometer.....93
10.1.5 #200M Wind vane.....95
10.1.6 CS106 (PTB110) barometer.....96
10.2 *Étalonnage du capteur pour la deuxième année de mesures* / Sensor calibration for the second year of measurements.....97

Documents associés / Related documents

- *Plan de mise en œuvre du projet* / Project implementation plan
  CSPS-YLS_EEEOA_PlanDeMiseEnOeuvreFinal_2021-07-21.pdf
  CSPS-YLS_WAPP_ImplementationPlanFinal_2021-07-21.pdf
- *Rapport d'installation de la station* / Station installation report
  CSPS-YLS_WAPP_StationInstallationReport_Senegal-Ourossogui_2021-10-27_fr_en.pdf
- *Données de mesure en résolution 1-minute* / Measurement data for the reported period in 1-minute resolution
  Solar-Measurements_Senegal-Ourossogui_QC.csv
- *Description de l'en-tête des données de mesure* / Measurement data header description
  Solar-Measurements_Senegal-Ourossogui_Header_fr_en.xlsx

Le rapport d'installation, les données de mesure et le fichier d'en-tête associé peuvent être téléchargés à partir du lien suivant : / The installation report, the measurement data and the associated header file can be downloaded from the following link:

https://energydata.info/dataset/senegal-2021-solar-radiation-measurement-data

Glossaire / Glossary

BM / WB	Banque mondiale / World Bank
CSPS / CSPS	*CSP Services GmbH (consultant, groupement avec YLS)* / CSP Services GmbH (consultant, JV with YLS)
DHI / DHI	1. *Irradiance diffuse horizontale (éclairement énergétique)* / Diffuse horizontal irradiance 2. *Irradiation diffuse horizontale (rayonnment solaire intégrée)* / Diffuse horizontal irradiation (integrated solar energy)
DNI / DNI	1. *Irradiance normale directe (éclairement énergétique)* / Direct normal irradiance 2. *Irradiation normale directe (rayonnment solaire intégrée)* / Direct normal irradiation (integrated solar energy)
EEEOA / WAPP	*Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain* / West African Power Pool
GHI / GHI	1. *Irradiance globale horizontale (éclairement énergétique)* / Global horizontal irradiance 2. *Irradiation globale horizontale (rayonnment solaire intégrée)* / Global horizontal irradiation (integrated solar energy)
EMS / OMT	*Équipe de maintenance sur site (personnel local pour la maintenance des SMA)* / On-site maintenance team (local staff for AWS maintenance)
PV / PV	*Photovoltaïque* / Photovoltaic
PV-S / PV-S	*Système de mesure du taux d'encrassement (salissure) des panneaux PV* / System to measure the soiling rate on PV panels
SENELEC / SENELEC	*Société nationale d'électricité du* Sénégal / Société nationale d'électricité du Sénégal
SMA / AWS	*Station météorologique automatique* / Automatic weather station
YLS / YLS	*Yandalux Solar GmbH (consultant, groupement avec CSPS)* / Yandalux Solar GmbH (consultant, JV with CSPS)

***Résumé d'installation et du site* / Site and installation summary**	
Client / Client:	*Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest* Africain (EEEOA) / West African Power Pool (WAPP)
Site / Site:	*Sous-station de SENELEC, Ourossogui, Sénégal* / SENELEC substation, Ourossogui, Senegal
Coordonnées / Coordinates :	15.61267 °N, -13.31460 °E, altitude: 28 m
Type de station / Station type :	*Tier1 station météorologique automatique* / Tier1 automatic weather station
Date de mise en service / Date of commissioning :	2021-10-28
Période de mesure rapportée / Reported measurement period :	2021-10-29 – 2022-10-28
***Personnel responsable* / Responsible staff**	
Date : 2022-10-29 / Date: 2022-10-29	*Installation sur place* / Installation on site : Abdou Wade *Mise en service à distance* / Remote commissioning : Roman Affolter, CSP Services *Suivi des données et rapports* / Data monitoring and reporting : Anne Forstinger, CSP Services Roman Affolter, CSP Services *Maintenance de la station sur place* / Station maintenance on site : Yandalux on-site maintenance staff

***Table 1: Résumé d'installation et du site* / Site and installation summary.**

1 *Résumé* / Summary

Dans le cadre du projet "Développement de l'énergie solaire en Afrique subsaharienne, campagne de mesure solaires en Afrique de l'Ouest", une année de données de mesures météorologiques a été collectée sur le site de Ourossogui, Sénégal. Ce rapport résume la période de mesure de la première année de mesures entre octobre 2021 et octobre 2022. Il comprend la description du site et les environs, la station de mesure installés, les activités d'installation et de maintenance et un résumé des paramètres météorologiques mesurés.

Le but de cette campagne est de collecter jusqu'à deux années de données de mesure au sol pour la cartographie de l'irradiation solaire et pour les futures centrales photovoltaïques (PV) à l'échelle à l'endroit décrit. Les paramètres de mesure sont principalement l'irradiation horizontale globale (GHI), l'irradiation normale directe (DNI) et l'irradiation horizontale diffuse (DHI). En outre, la température et l'humidité relative, la pression barométrique, la pluie, la vitesse et la direction du vent, température des modules PV ainsi que le taux d'encrassement des modules PV et le taux de corrosion de différents échantillons métalliques sont mesurés.

Les données de mesure de la station sont transférées à CSPS à intervalles réguliers (toutes les heures) pour le suivi et le contrôle de la qualité des données. De plus, les données sont disponibles sur un serveur web protégé pour un contrôle et un téléchargement des données en temps réel.

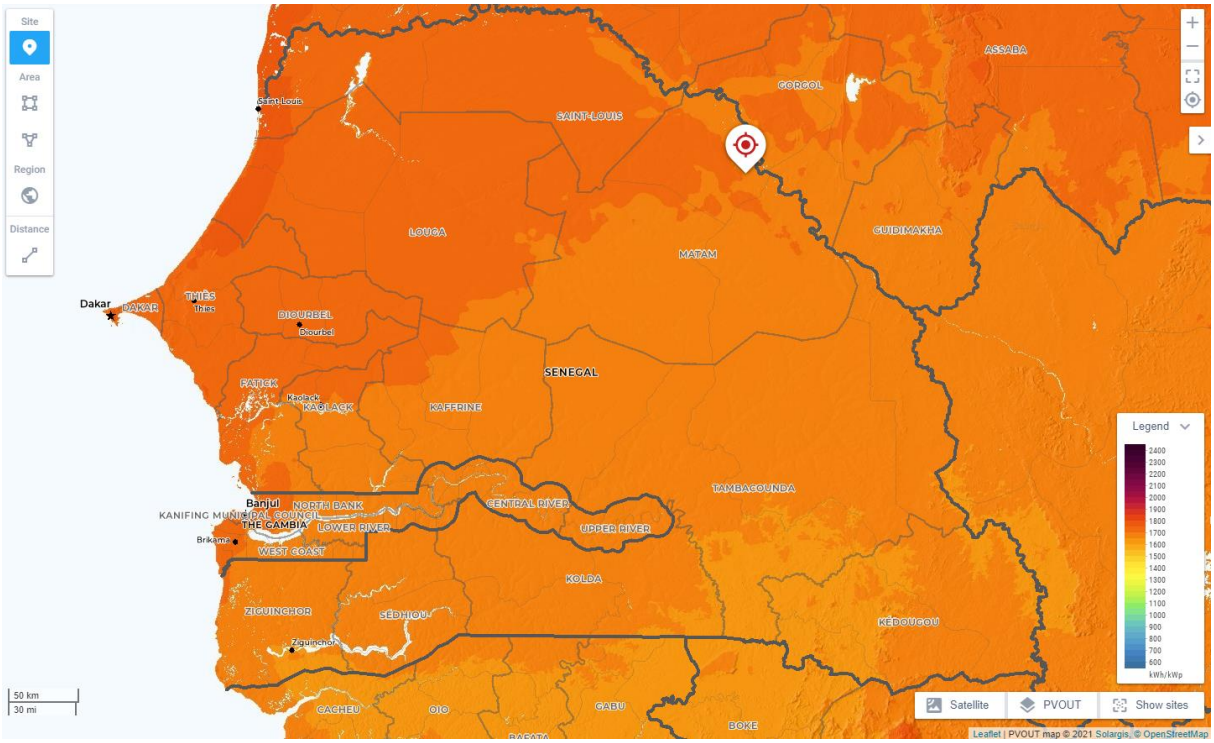


Figure 1: Site de Ourossogui au Sénégal (source : globalsolaratlas.info) / Ourossogui site in Senegal.

CSP Services effectue des tests quotidiens de la qualité des données et publie des rapports de mesure à intervalles mensuels. Le personnel local sous-traitant est chargé de la maintenance et du nettoyage des capteurs d'irradiation solaire et du module PV de référence pour la mesure de l'encrassement. La personne responsable était présente lors de l'installation de la station et a été informée des procédures de maintenance et de nettoyage.

Les mesures se poursuivent avec les mêmes procédures qu'auparavant et un rapport de mesure final sera fourni à la fin de la campagne de mesure sur le site.

Pour une description générale de la campagne de mesure des ressources solaires et notamment du processus de sélection des sites de mesure dans les pays concernés, veuillez faire référence au plan de mise en œuvre du projet soumis en juillet 2021.

In the framework of the project "Solar Development in Sub-Saharan Africa, Solar resource measurement campaign in West Africa", one year of meteorological measurement data was collected at the measurement site in Ourossogui, Senegal. This report summarizes the measurement period for the first year of measurements at the site between October 2021 and October 2022. It includes the description of the site and the installed measurement equipment, the installation and maintenance activities and a summary of the measurement results.

The purpose of this installation is to collect up to two years of ground measurement data for solar irradiation mapping and for future utility scale photovoltaic (PV) power plants at the described location. Measurement parameters are primarily global horizontal irradiation (GHI), direct normal irradiation (DNI) and diffuse horizontal irradiation (DHI). Further, temperature and relative humidity, barometric pressure, rain, wind speed and direction, module temperature as well as the soiling rate on PV modules and the corrosion rate on different metal samples is measured.

Measurement data from the station are being transferred to CSPS in regular (hourly) intervals for data quality monitoring and control. Additionally, the data is available on a protected web server for real time data monitoring and download.

Figure 2: Station météorologique automatique de Ourossogui, Sénégal / Automatic weather station in Ourossogui, Senegal.

CSP Services applies daily data quality tests and issues measurement reports in monthly intervals. Local subcontracted staff is in charge of the maintenance and sensor cleaning of the solar irradiation sensors and the reference PV module for the soiling measurement. The responsible person was present during the installation of the station and was briefed on the maintenance and cleaning procedures.

The measurements are being continued with the same procedures as before and a final measurement report will be issued after the conclusion of the measurement campaign at the site.

For an overall description of solar resource measurement campaign and especially on the process of the measurement site selection in the involved countries, please refer to the project implementation plan submitted in July 2021.

2 *Description du site* / Site description

Ce chapitre décrit le site de mesure sélectionné, ses coordonnées, la classification climatique et une analyse de son environnement et de tout impact potentiel de l'environnement sur les données de mesure de l'irradiance. Pour une description détaillée du processus de sélection du site de mesure, veuillez faire référence au plan de mise en œuvre du projet soumis en juillet 2021.

This chapter describes the selected measurement site, coordinates, the climate classification and an analysis of its surroundings and any potential impact of the surroundings on the irradiance measurement data. For a detailed description of the measurement site selection process, please refer to the project implementation plan submitted in July 2021.

2.1 *Emplacement* / Location

L'emplacement des mesures est décrit dans le tableau et les cartes ci-dessous. / The measurement location is described in the table and the maps below.

Site / Site :	*Ourossogui* / Ourossogui
Cordonnées / Coordinates :	15.61267 °N, -13.31460 °E, altitude: 28 m
Climat / Climate :	*Climat désertique chaud* / Warm desert climate (Köppen-Geiger BWh, (Kottek, Grieser, Beck, Rudolf, & Rubel, 2006))

Table 2: Informations de l'emplacement / Location information.

Figure 3: Emplacement dans la sous-station de la SENELEC en Ourossogui / Location at the SENELEC substation in Ourossogui.

Figure 4: Emplacement dans la sous-station de la SENELEC en Ourossogui (il n'y a pas encore d'images récentes disponibles sur Google Earth pour voir la station météorologique) / Location at the SENELEC substation in Ourossogui (there are not yet any recent images on Google Earth available to see the weather station).

2.2 *Environnement et ombrage* / Surroundings and shading profile

Les environs immédiats sont plats avec quelques installations au nord et à l'est. Après l'installation de la station météorologique automatique, des photos de l'horizon dans toutes les directions ont été prises à partir de l'emplacement des capteurs d'irradiance et une vue panoramique a été générée à partir de ces photos.

La Figure 5 montre l'image panoramique avec la ligne d'horizon et la course du soleil tout au long de l'année.

***Figure 5: Ligne d'horizon du point de vue du pyranomètre et course du soleil tout au long de l'année* / Horizon line from the perspective of the pyranometer and sun path throughout the year.**

The immediate surroundings are flat with some facilities to the north and east. After the installation of the automatic weather station, pictures of the horizon in all directions were taken from the location of the irradiance sensors and a panoramic view was generated from these pictures.

Figure 5 shows the panoramic picture with the horizon line and the sun path throughout the year.

La Figure 6 montre l'analyse de la ligne d'horizon et les occurrences d'ombrage attendues sur les mesures de données d'irradiation. L'analyse montre un champ de vision presque libre pour les capteurs.

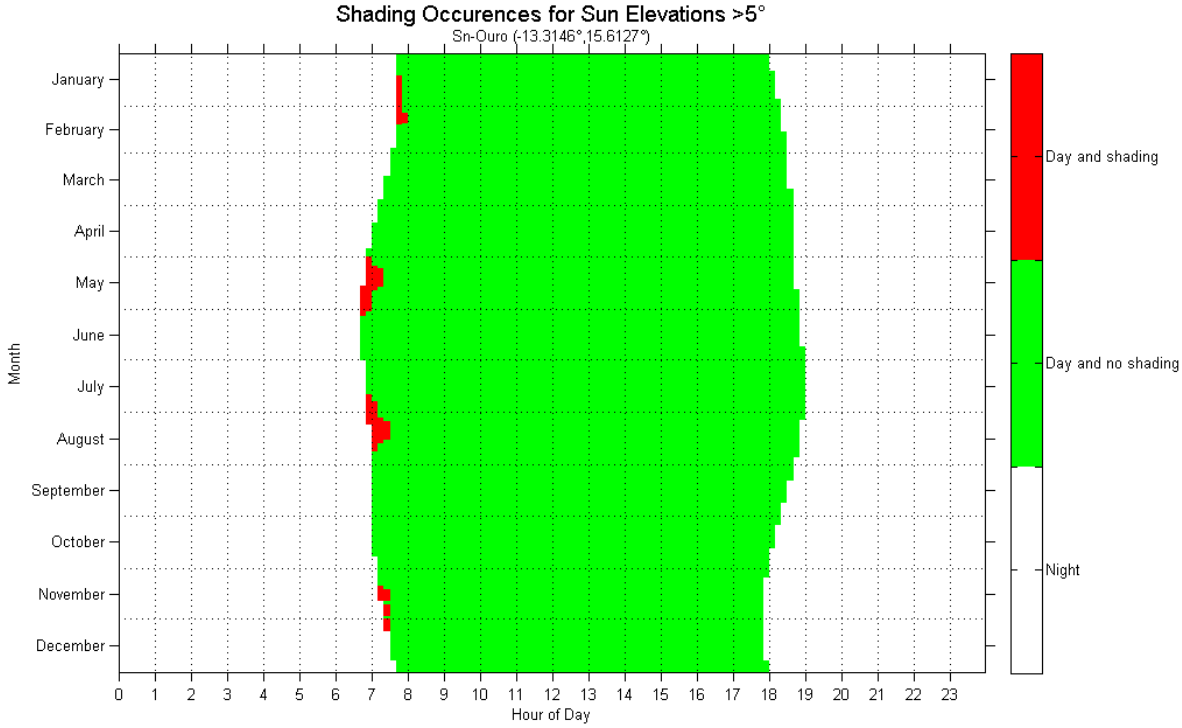


***Figure 6: Ombrage pour l'élévation du soleil > 5º* / Shading occurrences for sun elevations >5º.**

Figure 6 shows the analysis of the horizon line and the expected shading occurrences on the irradiance data measurements. The analysis shows an almost free field of view for the sensors.

2.3 *Ombrages visibles dans les données de mesure* / Shadings visible in the measurement data

Avec les données d'irradiation recueillies pendant la période de mesures rapportée, l'analyse initiale de l'ombrage a pu être vérifiée avec les données de mesure des capteurs d'irradiation, en particulier la DNI.

La Figure 7 montre la DNI mesuré de la station pour la période rapportée dans un diagramme d'élévation-azimut (du soleil). Chacune des lignes correspond à une course du soleil pour un jour de l'année. La DNI maximum enregistré à chaque position du soleil est indiqué par la couleur du pixel. Les angles d'élévation solaire bas et l'azimut solaire centré autour de 180° (sud) correspondent aux jours d'hiver (autour de décembre) sur l'hémisphère nord. Les angles d'élévation solaire élevés et l'azimut solaire vers 0/360° (nord) correspondent à des jours d'été (vers juin) dans l'hémisphère nord pour les sites situés à l'intérieur du tropique du Cancer.

L'ombrage du capteur DNI se traduirait par des régions bleues ou blanches dans le diagramme sous la forme des structures (mât, lignes électriques, arbres, etc.) à l'origine de l'ombrage, alors que l'on s'attendrait autrement à un DNI élevé. Les lignes bleues en forme de course du soleil indiquent les périodes de temps nuageux pour lesquelles l'ombrage ne peut être détecté.

L'analyse confirme les résultats de l'analyse de l'ombrage effectuée avec les photos panoramiques, car aucun ombrage n'a été détecté dans les données de mesure.

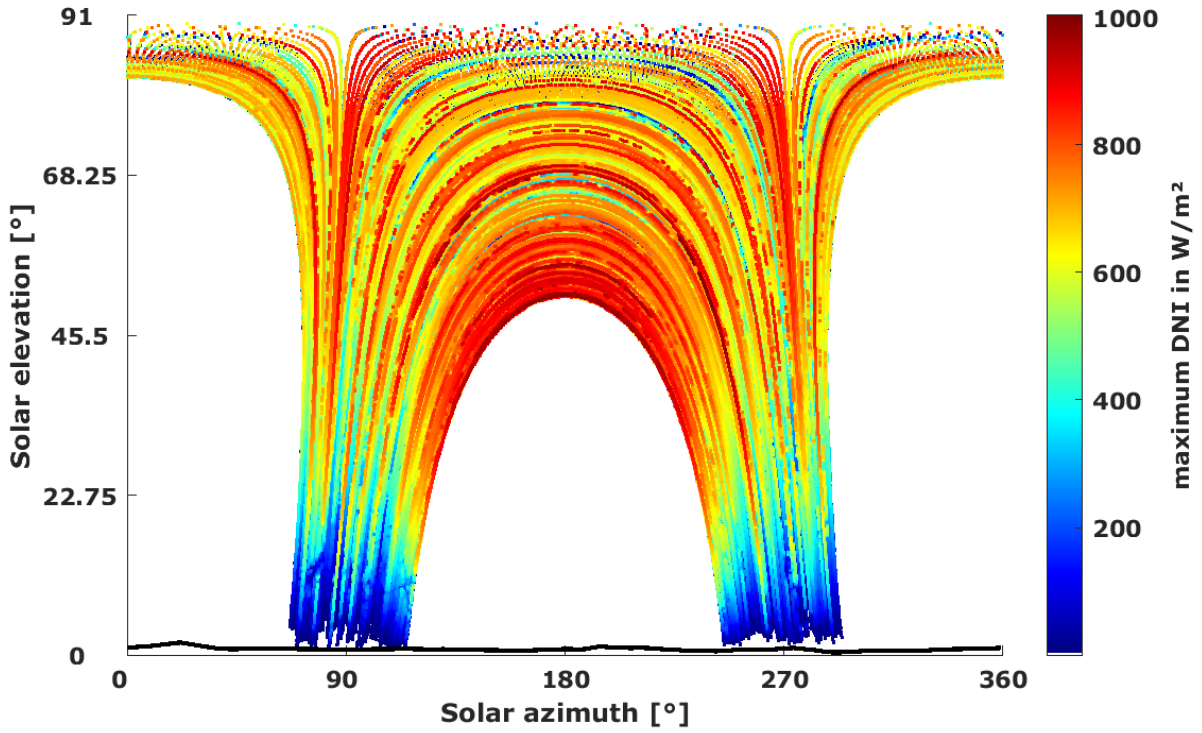


Figure 7: Analyse de l'ombrage des données de mesure / Shading analysis of the measurement data.

With the irradiance data collected during the reported period, the initial shading analysis could be verified with the measurement data from the irradiance sensors, especially the DNI.

Figure 7 shows the measured DNI from the station for the reported period in an (solar) elevation-azimuth plot. Each of the lines corresponds to a sun path on any given day throughout the year. The maximum recorded DNI at each sun position is indicated by the color of the pixel. Low solar elevation angles and solar azimuth centered around 180° (south) correspond to winter days (around December) on the northern hemisphere. High solar elevations and solar azimuth towards 0/360° (north) correspond to summer days (around June) on the northern hemisphere for sites inside the Tropic of Cancer.

Shading of the DNI sensor would show as blue or white regions in the plot in the shape of the structures (mast, power lines, trees etc.) causing the shading where otherwise high DNI would be expected. Blue lines in the shape of the course of the sun indicate periods of cloudy weather for which shading cannot be detected.

The analysis confirms the findings from the shading analysis performed with the panoramic pictures as no shading was detected in the measurement data.

3 *Configuration et disposition de la station météorologique automatique* / Automatic weather station configuration and layout

Ce chapitre donne une vue d'ensemble de l'équipement installé et des capteurs avec leurs numéros de série respectifs. En outre, un plan de la station météorologique est présenté.

This chapter gives an overview of the installed equipment and sensors with respective serial numbers. Further, a layout drawing of the weather station is shown.

3.1 *Équipement de mesure* / Measurement equipment

***Équipement et numéros de série* / Equipment and serial numbers**		
Station météorologique automatique Automatic weather station	*CSP Services Tier1* / CSP Services Tier1	CSPS.MT.21.204
Boitier de contrôle / Main control box	*CSP Services Tier1* / CSP Services Tier1	CA.21.201.0004
Enregistreur de données / Datalogger	Campbell CR1000X	21414
Modem / Modem	Teltonika RUT240 LTE Router	1110024013
Alimentation électrique / Power supply	*Alimentation électrique autonome avec panneaux PV et batterie* / Autonomous power supply with PV panels and battery	-
Tracker solaire / Solar tracker	Kipp&Zonen SOLYS2 Tracker	200647

***Paramètre mesuré* / Measured parameter**	***Unité* / Unit**	***Type de capteur* / Sensor type**	***Numéro de série* / Serial Number**
GHI, DHI	W/m²	*Pyranomètre Kipp&Zonen CMP10 (installé à 2m du sol)* / Kipp&Zonen CMP10 pyranometer (installed 2m above ground)	GHI: 208550 DHI: 208551
DNI	W/m²	*Pyrhéliomètre Kipp&Zonen CHP1 (installé à 2m du sol)* / Kipp&Zonen CHP1 pyrheliometer (installed 2m above ground)	200843
Température / Temperature (T)	°C	*Capteur de température et d'humidité Hygrovue5 avec écran anti-rayonnement RAD06 (installé à 1,5 m du sol)* / Hygrovue5 T/RH sensor with RAD06 radiation shield (installed 1.5m above ground)	E3070
Humidité / Humidity (RH)	%		
Pression barométrique / Barometric pressure (BP)	hPa	*Capteur de pression Vaisala PTB110 (CS106)* / Vaisala PTB110 (CS106) pressure sensor	T1010144
Précipitations (pluie) / Precipitation (Rain)	mm	*Campbell Scientific 52203 (installé à 2m du sol)* / Campbell Scientific 52203 (installed 2m above ground)	TB 16343
Vitesse du vent / Wind speed (WS)	m/s	*Anémomètre NRG #40C Classe 1 (installé à 10m du sol)* / NRG #40C Class 1 anemometer (installed 10m above ground)	179500332864
Direction de vent / Wind direction (WD)	°N	*Girouette NRG #200M (installée à 10m du sol)* / NRG #200M wind vane (installed 10m above ground)	1007000008854

Paramètre mesuré / Measured parameter	***Unité / Unit***	***Type de capteur / Sensor type***	***Numéro de série / Serial Number***
Taux d'encrassement / Soiling rate	%	*CSP Services système de mesure de l'encrassement des services PV /* CSP Services PV soiling measurement system	MS.21.201.0004
Taux de corrosion / Corrosion rate	%	Échantillonneur de corrosion Fraunhofer avec 12 échantillons métalliques normalisés d'aluminium, d'acier au carbone, de zinc et de cuivre (trois échantillons de chaque métal) / Fraunhofer corrosion sampler with 12 standardized metal samples of aluminum, carbon steel, zinc and copper (three samples from each metal)	MT.21.204

Table 3: Équipement de mesure / Measurement equipment.

Informations sur les capteurs et systèmes de mesure sont décrites dans la documentation de spécifications de la station Tier1. Pour les certificats d'étalonnage des capteurs, voir le chapitre 10.

Further information on the listed sensors and measurement systems can be found in the station specification documentation. For calibration certificates of sensors see chapter 10.

3.2 *Disposition de la station* / Station layout

La disposition de la SMA de Tier1 est illustrée dans les figures ci-dessous. Les principaux composants sont la structure de montage avec les capteurs de rayonnement et le mât éolien avec des capteurs supplémentaires, ainsi que le système d'alimentation électrique PV.

The layout of the Tier1 AWS is shown in the figures below. The main components are the mounting structure with the irradiance sensors and the wind mast with additional sensors, as well as the PV power supply system.

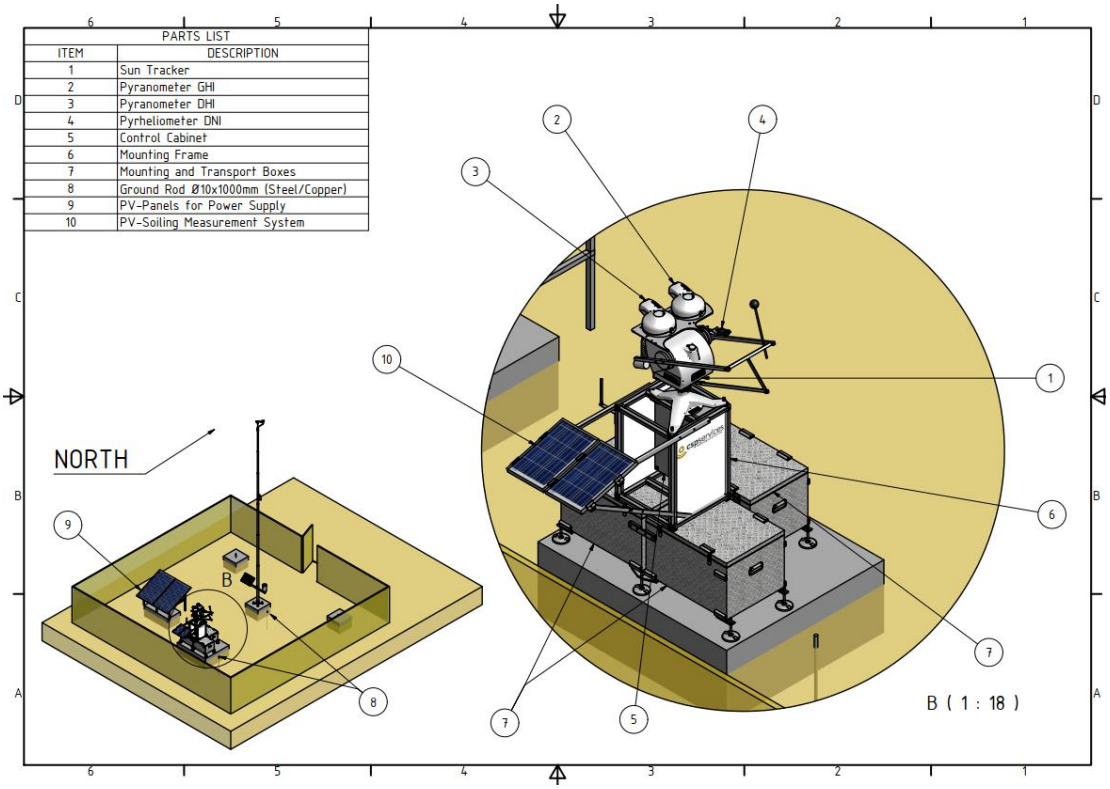


Figure 8: Disposition de la station météorologique automatique Tier1 : Capteurs d'irradiance, système de mesure du taux de salissure PV, panneaux PV pour l'alimentation électrique / Tier1 automatic weather station layout: Irradiance sensors, PV soiling rate measurement system, PV panels for power supply.

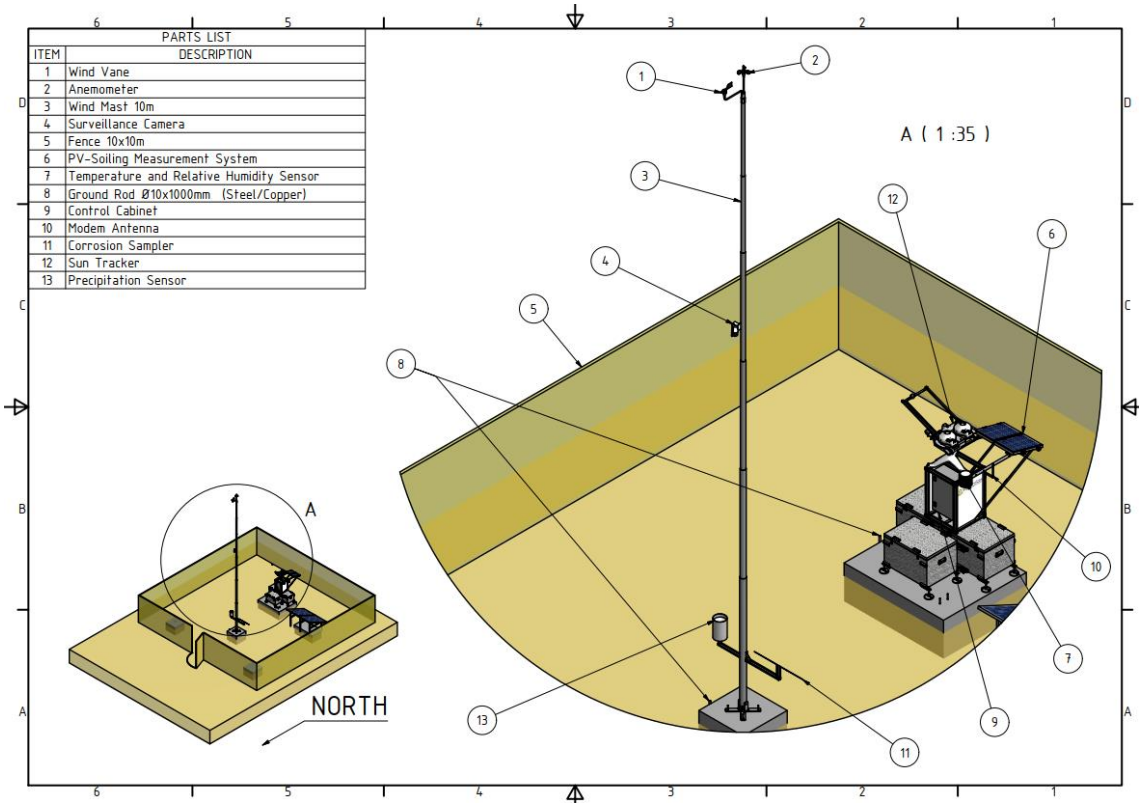


Figure 9: Disposition de la station météorologique automatique Tier1 : détails du mât éolien de mesure et des capteurs de vent / Tier1 automatic weather station layout: wind mast and wind sensors details.

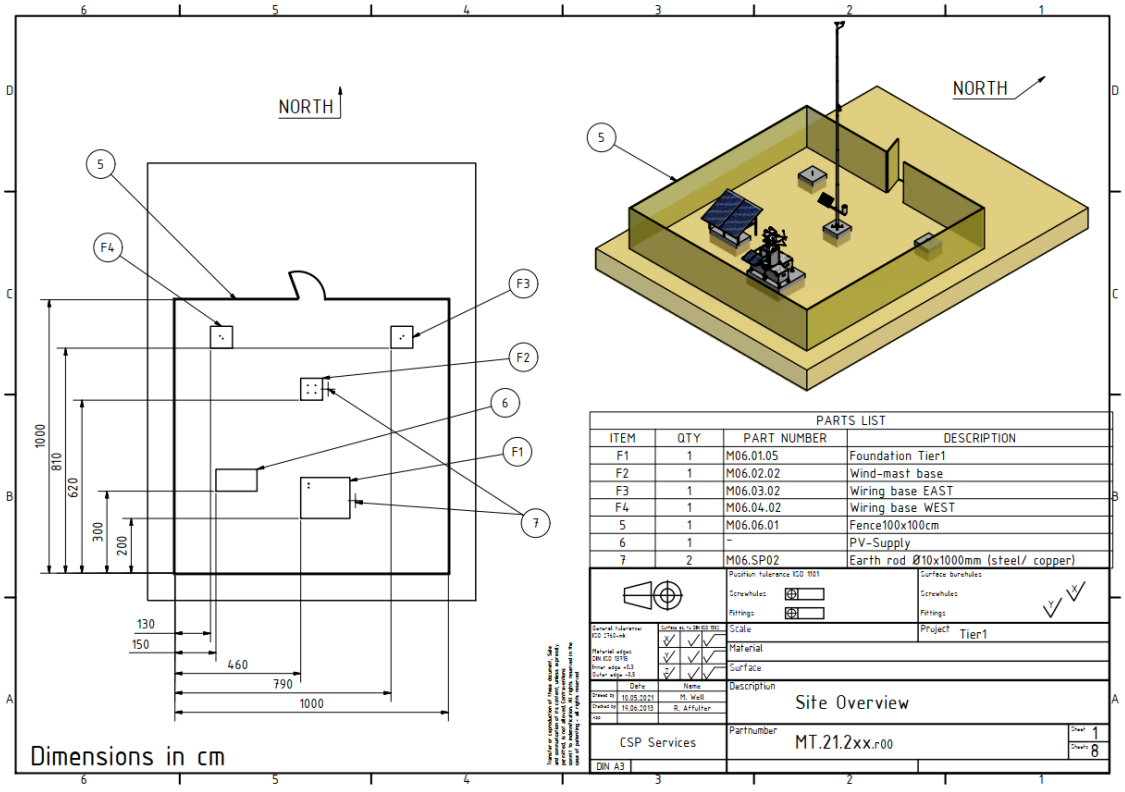


Figure 10: Disposition de la station météorologique automatique Tier1 : détails des fondations / Tier1 automatic weather station layout: foundation detail.

Le mât de mesure du vent est ancré aux fondations de la base du mat et aux fondations des câbles d'haubanage. La station elle-même est fixée à la fondation principale.

Les dimensions et les distances sont indiquées dans les dessins de fondation dans la Figure 10 ci-dessus. La hauteur de la clôture est de 2m. La distance entre le système PV-Soiling et la clôture est d'environ 1.8m.

The wind mast is anchored to the wind mast foundations and guying rope foundations. The station itself is fixed to the main foundation.

The dimensions and distances are shown in the foundation drawings in Figure 10. The height of the fence is 2m. The distance of the PV-Soiling system to the fence is approximately 1.8m.

3.3 *Mesures, transmission et analyse des données* / Data measurement, transmission and analysis

Les signaux des capteurs sont mesurés à une fréquence de 1 Hz et stockés dans des tables de données moyennes sur 1 minute et 10 minutes dans la mémoire interne de l'enregistreur de données, incluant les valeurs max, min et dév. std.

Les données de mesure sont envoyées aux serveurs de CSPS en temps réel via un routeur 4G LTE avec une carte SIM d'un opérateur local.

Les données de mesure sont envoyées en parallèle au serveur de traitement des données CSPS et au serveur web pour l'accès par le client permettant le téléchargement des données (voir section 7). Elles sont stockées dans la mémoire interne de l'enregistreur de données pendant plus de 3 mois. En cas de problèmes de réseau prolongés, les données peuvent être récupérées après que ceux-ci aient été résolus ou manuellement sur site via un accès USB direct à l'enregistreur de données si nécessaire.

En parallèle avec les données de mesure, les images de la caméra de surveillance sont transmises au serveur CSPS à intervalles réguliers (généralement une image toutes les 10 minutes, selon la disponibilité du réseau, l'utilisation des données et l'état de charge de la batterie).

L'état de communication du routeur LTE et les paramètres de la configuration mobile (Auto APN) sont illustrés à la Figure 11. L'utilisation des données dépend principalement de la quantité d'images et de vidéos transmises par la caméra et devrait être inférieure à 1 GB/mois en fonctionnement normal.

The sensor signals are scanned with a frequency of 1 Hz and stored in 1-minute and 10-minute average data tables in the datalogger's internal memory together with the max, min and StDev values.

The measurement data is sent to the CSPS servers in real time through a 4G LTE router with a SIM card from a local operator.

The measurement data is sent in parallel to the CSPS data processing server and the web server for client access for data monitoring and download (see section 7). It is stored in the internal memory of the datalogger for more than 3 months. In case of prolonged network issues, the data can be retrieved after the network issues have been resolved or manually on site via direct USB access to the datalogger if necessary.

Together with the measurement data, pictures from the surveillance camera are transmitted to the CSPS server in regular intervals (usually one picture every 10 minutes, depending on network availability, data usage and battery charging status).

The communication status of the LTE router and the settings of the mobile configuration (Auto APN) is shown in Figure 11. The data usage depends mainly on the amount of transmitted pictures and videos from the camera and is expected to be less than 1 GB/months during normal operation.

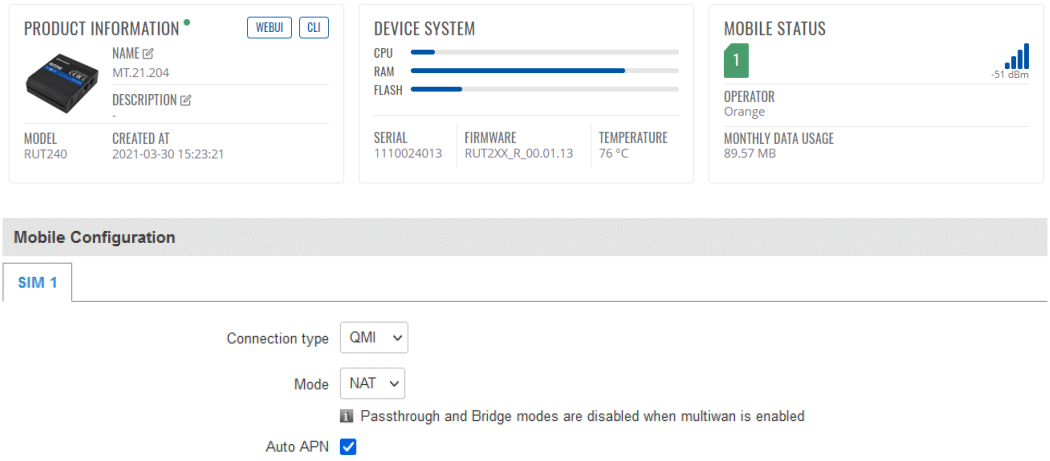


Figure 11: État de communication du routeur LTE pour la transmission de données / Communication status of LTE router for data transmission.

Pour les procédures de contrôle de la qualité des données, CSPS effectue les tâches suivantes pour assurance de la qualité / contrôle de la qualité (AQ/CQ) des données :

- *Téléchargement régulier de données via le réseau de téléphonie mobile (normalement en temps réel).*
- *Vérification du bon fonctionnement de l'équipement, coordination du personnel de maintenance local.*
- *Analyse des données, contrôle de la qualité des données et l'établissement de rapports conformément aux normes internationales.*
- *Correction des valeurs apparemment erronées (lorsque cela est possible et raisonnable).*
- *Supervision de la fréquence de maintenance, nettoyage correct du capteur, analyse de l'encrassement du capteur.*

For the data quality control procedures, CSPS performs the following tasks for data quality assurance and control (QA/QC):

- Regular data retrieval via mobile phone network (usually in real time).
- Check of correct operation of the equipment, coordination of local maintenance staff.
- Data analysis including data quality screening and reporting according to international standards.
- Correction of apparently erroneous values and gap filling (where possible and reasonable).
- Supervision of maintenance frequency, correct sensor cleaning, analysis of sensor soiling.

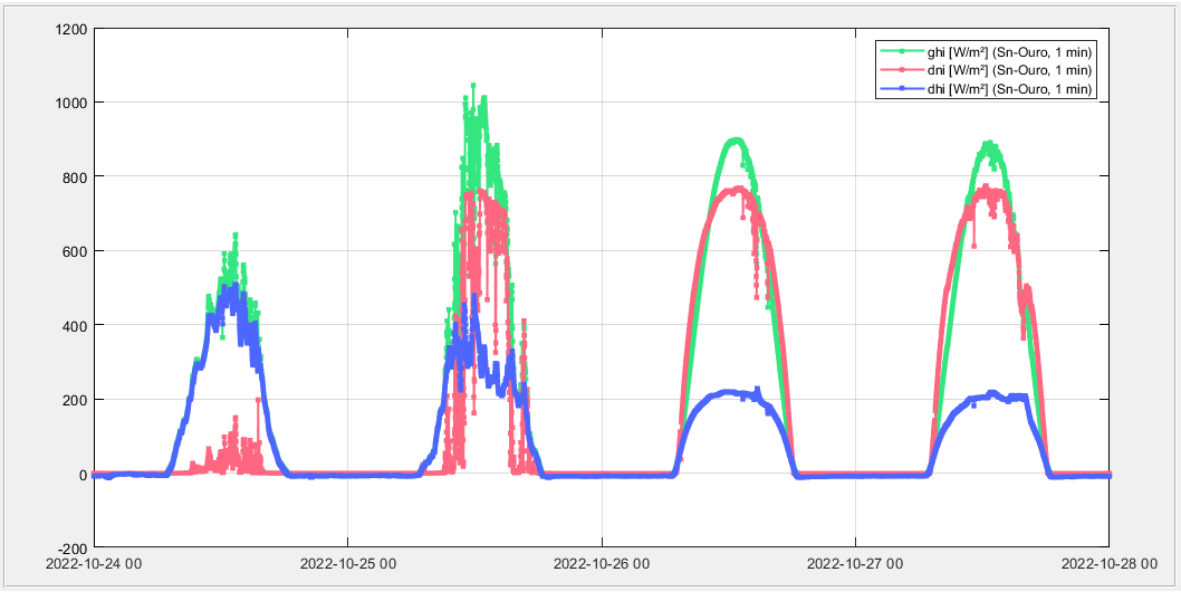


Figure 12 : Logiciel de contrôle de qualité de données de mesure / Measurement data quality control software.

4 *Installation, exploitation et maintenance de la station* / Station installation, operation and maintenance

L'installation et la mise en service de la station ont été achevées le 28 octobre 2021. Avant l'installation, le site a été préparé avec une clôture et des fondations pour l'installation stable et sûre de la station météorologique automatique pour la période de la campagne de mesure.

Ce chapitre décrit le calendrier d'installation et les tâches accomplies jusqu'à la mise en service, ainsi que les activités de maintenance pour la période considérée. Une liste de contrôle pour l'achèvement de l'installation et la fonctionnalité de l'équipement est donnée dans le chapitre 5.

Une documentation photographique complète de l'installation et des activités de maintenance est donnée dans le chapitre 9.

The station installation and commissioning were completed on 28 October 2021. Before the installation, the site was prepared with a fence and foundations for the stable and secure installation of the automatic weather station for the period of the measurement campaign.

This chapter describes the installation timeline and the completed tasks until the commissioning as well as the maintenance activities for the reported period. A checklist for the installation completion and functionality of the equipment is given in chapter 5.

A complete photographic documentation of the installation and maintenance activities are given in chapter 9.

4.1 *Tâches accomplies et calendrier* / Completed tasks and timeline

Les préparatifs du site et l'installation de la station ont eu lieu en octobre 2021. Le tableau ci-dessous détaille chaque tâche réalisée et son délai d'exécution

The site preparations and the station installation took place in October 2021. The table below details each completed task and its completion time.

Date d'achèvement **Completion date**	**Tâche / Task**	**Photo / Picture**
2021-10-22	*Détermination de l'emplacement de la station et de la direction du nord. Marquage du périmètre et vérification de l'emplacement et de l'orientation corrects.* Determination of the station location and the north direction. Perimeter marked and correct location and orientation verified.	
2021-10-23	*Préparation du terrain, des fondations et de la clôture.* Preparation of the ground, the foundations and the fence.	

Date d'achèvement **Completion date**	**Tâche / Task**	**Photo / Picture**
2021-10-23	*Mise en place des blocs de ciment et coulage des fondations.* Positioning of the cement blocks and casting of the foundations.	
2021-10-26	*Installation de la structure de montage et du boîtier de contrôle des mesures.* Installation of the mounting structure and measurement control box.	
	Installation du système de mesure de l'encrassement des modules PV (PV-S) : • *Structure de montage du panneau PV installée* • *Panneaux PV à couche mince montés sur la structure, orientation vers le sud* • *Capteurs de température des panneaux PV installés à l'arrière des panneaux* Installation of the PV module soiling measurement system (PV-S): • PV panel mounting structure installed • PV thin-film panels mounted on structure, orientation towards south • PV panel temperature sensors installed on panel backsides	
2021-10-26	*Installation de la structure de montage et du boîtier de contrôle des mesures.* Installation and connection of the irradiance and other meteorological sensors.	
2021-10-27	Vérification du nivellement et de l'inclinaison de la structure des panneaux PV. Connexion du système de mesure de l'encrassement PV-S et des panneaux d'alimentation. Verification of the PV panel structure levelling and inclination. Connection of the PV-S soiling measurement system and the power supply panels.	

Date d'achèvement **Completion date**	**Tâche / Task**	**Photo / Picture**
2021-10-27	*Installation du mât de 10m avec des capteurs de vitesse et de direction du vent, le capteur de direction du vent étant orienté vers le nord.* Installation of 10m wind mast with wind speed and wind direction sensors, wind direction sensor oriented towards north.	
2021-10-27	• *Contrôles de fonctionnalité (ingénieurs locaux avec support à distance du personnel de CSPS)* • *Mise en service de la station (à distance par le personnel de CSPS)* • *Formation des opérateurs de l'équipe de maintenance sur site (EMS)* • Functionality checks (local engineers with remote support from CSPS staff) • Commissioning of the station (remotely by CSPS staff) • Operator training for on-site maintenance team (OMT)	

Date d'achèvement **Completion date**	**Tâche / Task**	**Photo / Picture**
2022-04-27	*Visite de maintenance programmée après environ six mois de mesures :* • *Examen de l'intégrité et du bon fonctionnement de tous les éléments et capteurs de la station. Remplacement/nettoyage des filtres et des dessiccants des unités de ventilation et des capteurs d'irradiance.* • *Les procédures de l'entretien local et de nettoyage des capteurs sont discutées avec l'équipe d'entretien sur place. Vérification de la disponibilité des pièces de rechange et du matériel de nettoyage.* • *Documentation de l'état de la station.* Scheduled maintenance visit after approx. six months of measurements: • All parts and sensors of the station examined for integrity and correct operation. Filters and desiccants for ventilation units and irradiance sensors exchanged/cleaned. • Procedures for local maintenance and sensor cleaning discussed with the on-site maintenance team. Availability of spare parts and cleaning equipment verified. • Documentation of station status.	
2022-06-22	*Visite de maintenance pour corriger l'alignement du tracker.* Maintenance visit to correct tracker alignment.	

Table 4: Calendrier d'installation et maintenance / Installation and maintenance timeline.

4.2 *Événements lors de l'exploitation de la station* / Notable events during station operation

La fonctionnalité de l'équipement a été bonne tout au long de la période de mesure rapportée. Le tableau Table 5 donne un aperçu de tous les événements notables survenus pendant la période de mesure.
The functionality of the equipment was good throughout the reported measurement period. Table 5 gives an overview on all notable events during the reported measurement period.

***Date* / Date**	***Evènement* / Event**
2021-10-27	*Installation et mise en service* / Installation and commissioning
2021-10-28	*Commencement de la campagne de mesure* / Start of measurement campaign
2022-04-27	*Visite de maintenance programmée après environ 6 mois de fonctionnement* / Scheduled maintenance visit after approximately 6 months of operation
2022-06-15 – 2022-06-22	*Désalignement du tracker solaire, pas de mesure de DNI et DHI* / Misalignment of solar tracker, no DNI and DHI measured
2022-06-22	*Visite de maintenance pour corriger l'alignement du tracker* / Maintenance visit to correct tracker alignment

Table 5: Evènements notables pendant l'opération / Notable events during operation.

5 *Liste de contrôle de l'installation* / Installation checklist

Composant **Component**	***Point de contrôles*** **Work item**	***Vérifié*** **Checked**		***Commentaires*** **Comments**
		yes	**no**	
Fondations, clôture **Foundations, fence**	*Fondations correctement préparées* Foundations correctly prepared	X		
	Boulons filetés correctement préparés Threaded bolts correctly prepared	X		
	Clôture correctement préparée Fence correctly prepared	X		
	Panneaux de projet attachés Project signs attached	X		
Structure de support avec boîte de contrôle **Support structure with Control box**	Supports de montage PV ajustés PV mounting supports adjusted	X		
	Nivellement horizontal Horizontally leveled	X		
Câblage, câbles **Wiring, cables**	*Examen visuel* Visual examination	X		
	Fusibles ok Fuses ok	X		
	Tous les capteurs sont connectés All sensors connected	X		
	Tous les câbles sont fixés de manière ordonnée All cables orderly fixed	X		
Tracker solaire **Solar tracker**	*Dispositif d'ombrage installé* Shading assembly installed	X		
	Mise à niveau horizontal Horizontal leveling	X		
	Alignement est-ouest East/West alignment completed	X		
Pyranomètres **Pyranometers**	*Pyranomètre installé* Sensors installed	X		
	Opérabilité des capteurs Operability of sensor	X		
	Nivellement horizontal Horizontal leveling	X		

Composant **Component**	***Point de contrôles*** **Work item**	***Vérifié*** **Checked**		***Commentaires*** **Comments**
		yes	**no**	
Capteur de pression barométrique **Barometric Pressure Sensor**	*Capteur installé* Sensor installed	X		
	Échangeur de présion Pressure exchange vent	X		*Installé à l'intérieur du boitier de contrôle* Installed inside main control cabinet
Échantillonneur de corrosion **Corrosion sampler**	*Échantillonneur installé, numéros de série des échantillons documentés* Sampler installed, serial numbers of samples documented.	X		
Capteur de précipitations **Precipitation Sensor**	*Capteur installé et mis à niveau* Sensor installed and leveled	X		
	Opérabilité des capteurs Operability of sensor	X		
Capteur de temperature et humidité **Temperature and humidity sensor**	*Capteur fixé au cadre* Sensor fixed to frame	X		
Mât éolien, capteurs de vitesse et de direction du vent **Wind tower, wind speed and direction sensors**	*Déploiement mât télescopique* Mast extended	X		*Extension à une longueur de 10 m* Extended to length of 10 m
	Les haubans sont fixés et tendus en toute sécurité Guy wires safely attached and tense	X		
	Câble de mise à la terre connecté Grounding cable connected	X		*Pour une tige métallique enfoncée dans le sol* To metal rod driven into ground
	Installation de capteurs de vent Wind sensors installed	X		
	Orientation nord du capteur WD North Orientation of WD sensor	X		
	Câble fixé aux capteurs, à la tour et au boîtier Cable fixed to sensors, tower and box	X		
	Opérabilité des capteurs Operability of sensors	X		

Composant **Component**	***Point de contrôles*** **Work item**	***Vérifié*** **Checked**		***Commentaires*** **Comments**
		yes	**no**	
Système de mesure de la salissure des PV **PV soiling measurement system**	*Structure de montage nivelée et alignée au sud* Mounting structure leveled and aligned to south	X		
	Panneaux PV installés PV panels installed	X		
	Réglage de l'angle d'inclinaison Inclination angle adjusted	X		*18 degrés par rapport à l'horizontale* 18 degrees from horizontal
	Capteurs de température du module installés Module temp. sensors installed	X		
	Exploitabilité du système Operability of system	X		
	Panneaux nettoyés Panels cleaned	X		
Routeur LTE **LTE router**	*Carte SIM insérée* SIM card inserted	X		*Connexion de données au serveur établie* Data connection to server established
	Connexion au serveur Server connection	X		*Connexion au serveur confirmée* Connection to server confirmed
Enregistreur de données **Datalogger**	*Système d'exploitation installé* Operation system installed	X		Version: CR1000X Std.05.00
	Corriger les constantes du capteur dans le programme Correct sensor constants in program	X		*Comparaison avec les photos des capteurs installés* Compared against photographs of installed sensors
	Coordonnées correctes dans le programme Correct coordinates in program	X		*Obtenu à partir du GPS* Obtained from GPS
	Programme de l'enregistreur de données installé Datalogger program installed	X		Program name: Sn-Ouro_2021-10-26_str_Enc.CR1X
	Horloge de l'enregistreur de données correcte Datalogger clock correct	X		*Heure locale standard, pas d'heure d'été l'heure: UTC +0* Local standard time, no daylight saving time: UTC +0

Table 6: Liste de contrôle de l'installation / Installation checklist.

6 *Procédures de maintenance sur site* / Local station maintenance procedures

La maintenance régulière sur site et le nettoyage des capteurs sont effectués par une équipe de maintenance sur site (EMS) sous contrat local. Les procédures de maintenance et de nettoyage des capteurs ont été définies avant l'installation de la station et un manuel contenant les procédures définies a été fourni à l'EMS. De plus, une formation des opérateurs a été organisée pendant la phase de mise en service de la station. Les capteurs d'irradiation et les panneaux PV du système de mesure de l'encrassement PV-S sont nettoyés conformément au tableau ci-dessous.

(La mesure du taux de salissure avec le système de mesure de la salissure PV-S est basée sur la comparaison entre un module de référence propre (module A) et un module de mesure (module B) qui peut accumuler de la salissure sur sa surface. Le module A est donc nettoyé à chaque visite de l'EMS et le module B est nettoyé une fois par mois pour relancer le cycle de mesure des salissures).

Les visites d'entretien programmées pour la maintenance étendue du système sont prévues tous les six mois pendant la durée de la campagne de mesure.

Capteurs **Sensors**	***Nettoyage*** **Cleaning**		***Commentaires*** **Comments**
	1 x par jour **1 x per day**	***1 x par mois*** **1 x per month**	
Pyranomètre GHI et DHI GHI and DHI pyranometer	x		
Pyrhéliomètre DNI DNI pyrheliometer	x		
Module PV propre (modA) Clean module (Module A)	x		
Module PV sale (modB) Dirty module (Module B)		x	*Premier jour de chaque mois* First day of the month

Table 7: Programme de nettoyage / Cleaning schedule.

Regular on-site maintenance and sensor cleaning is performed by a locally contracted on-site maintenance team (OMT). The maintenance and sensor cleaning procedures were defined prior to the installation of the station and a manual with the defined procedures was provided to the OMT. Additionally, an operator training was held during the commissioning phase of the station. The irradiance sensors and the PV panels for the PV-S soiling measurement system are being cleaned according to the table above.

(The measurement of the soiling rate with the PV-S soiling measurement system is based on the comparison of a clean reference module (Module A) to a measurement module (Module B) which is allowed to accumulate soiling on its surface. Module A is therefore cleaned upon each visit by the OMT and Module B is cleaned once per month to restart the soiling measurement cycle.)

Scheduled maintenance visits for extended system maintenance are planned to be performed every six months for the duration of the measurement campaign.

La station est équipée d'un bouton poussoir pour générer un journal de nettoyage des capteurs automatique. Le personnel de nettoyage appuie sur ce bouton à chaque nettoyage des capteurs. Le signal est enregistré dans l'enregistreur de données et stocké avec les données de mesure pour l'analyse et la documentation des données (voir Figure 20 pour un exemple du signal du bouton de nettoyage dans les données).

Le tableau ci-dessous montre le nombre de visites de nettoyage de capteurs qui ont été enregistrées pour la période de mesure rapportée pour chaque mois.

The measurement station is equipped with a push button to generate an automatic sensor cleaning log. The button is pushed by the cleaning staff upon each cleaning of the sensors. The signal is registered in the datalogger and stored together with the measurement data for data analysis and documentation (see Figure 20 for an example of the cleaning button signal in the data).

The table below shows the number of sensor cleaning visits that were recorded for the reported measurement period for each month.

***Mois* / Month**	***Nombre de visites d'entretien effectuées par le personnel local* / Number of maintenance visits by local staff**
2021-10	3*
2021-11	29
2021-12	31
2022-01	27
2022-02	27
2022-03	28
2022-04	14
2022-05	25
2022-06	30
2022-07	24
2022-08	20
2022-09	30
2022-10	26*
***Total* / Total**	**314**

Table 8: Nombre de visites de nettoyage de capteurs par mois pour la période de mesure rapportée / Number of sensor cleaning visits per month for the reported measurement period.

* *Le premier et le dernier mois de la période rapportée sont des mois partiels.* / The first and the last month of the reported period are partial months.

7 *Données de mesure et résultats* / Measurement data and results

Ce chapitre donne un résumé des valeurs mesurées pour la période de mesure rapportée.

This chapter gives a summary on the measured values for the reported measurement period.

7.1 *Données de mesure à l'installation* / Measurement data upon installation

Les données de mesure sont accessibles sur un serveur web protégé pour le contrôle et le téléchargement des données en temps réel. De plus, CSPS téléchargera les données de mesure finales de qualité contrôlée sur le site web https://energydata.info. Les graphiques ci-dessous montrent des données exemplaires peu après l'installation.

The measurement data can be accessed on a protected web server for real time data monitoring and download. Additionally, CSPS will upload the final quality-controlled measurement data to the website https://energydata.info. The graphs below show exemplary data shortly after the installation.

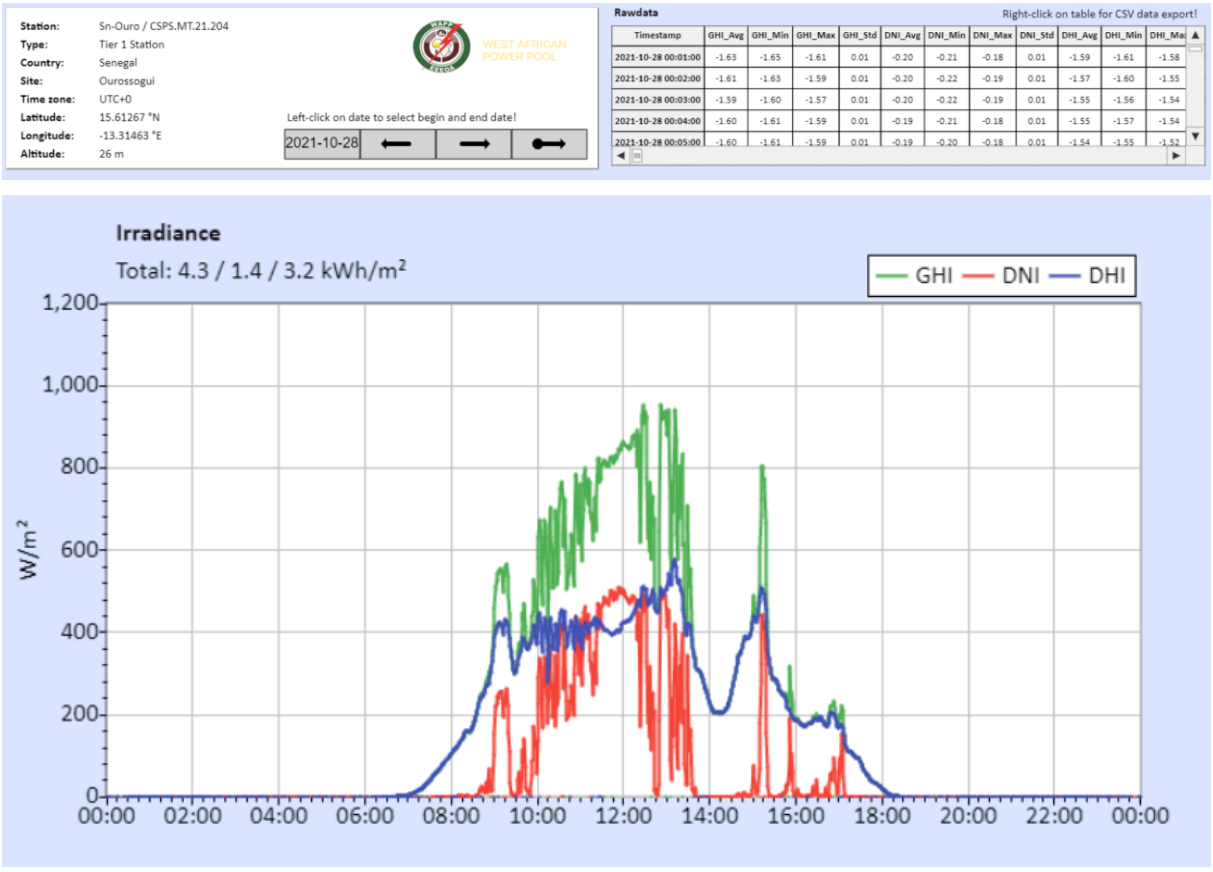


Figure 13 : Mesure de l'irradiance. GHI, DNI et DHI / Irradiance measurement. GHI, DNI and DHI.

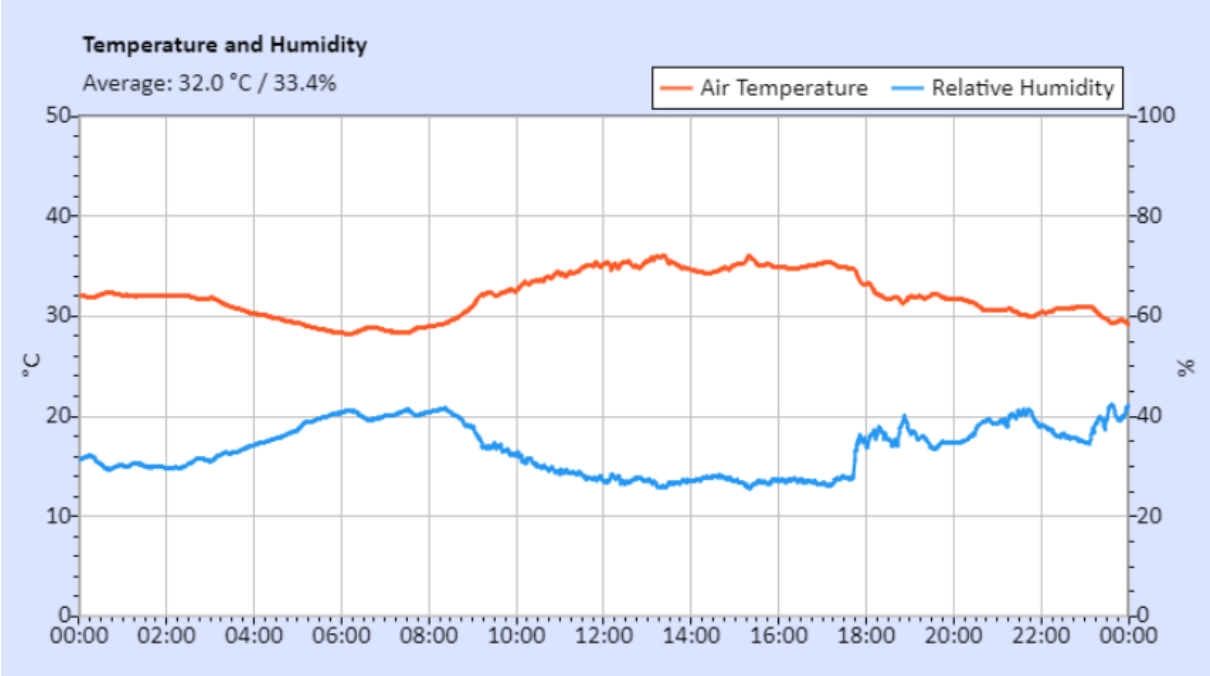


Figure 14 : Mesures de la température et de l'humidité / Temperature and Humidity measurements.

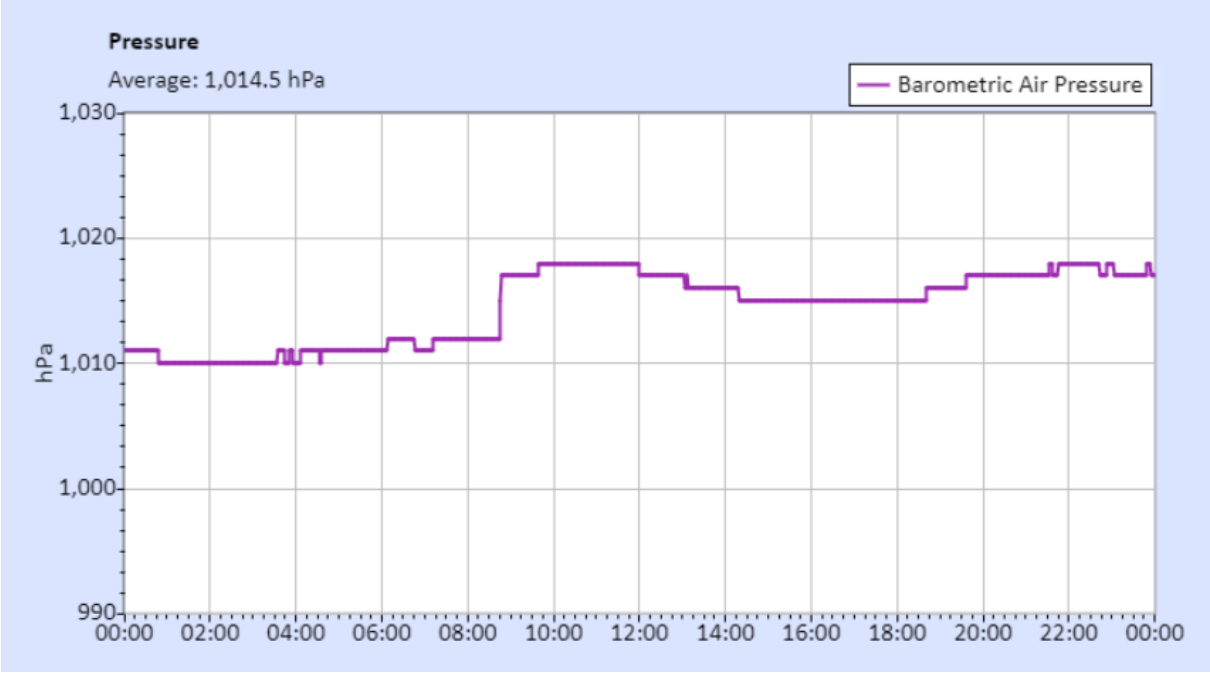


Figure 15 : Mesure de la pression atmosphérique barométrique / Barometric air pressure measurement.

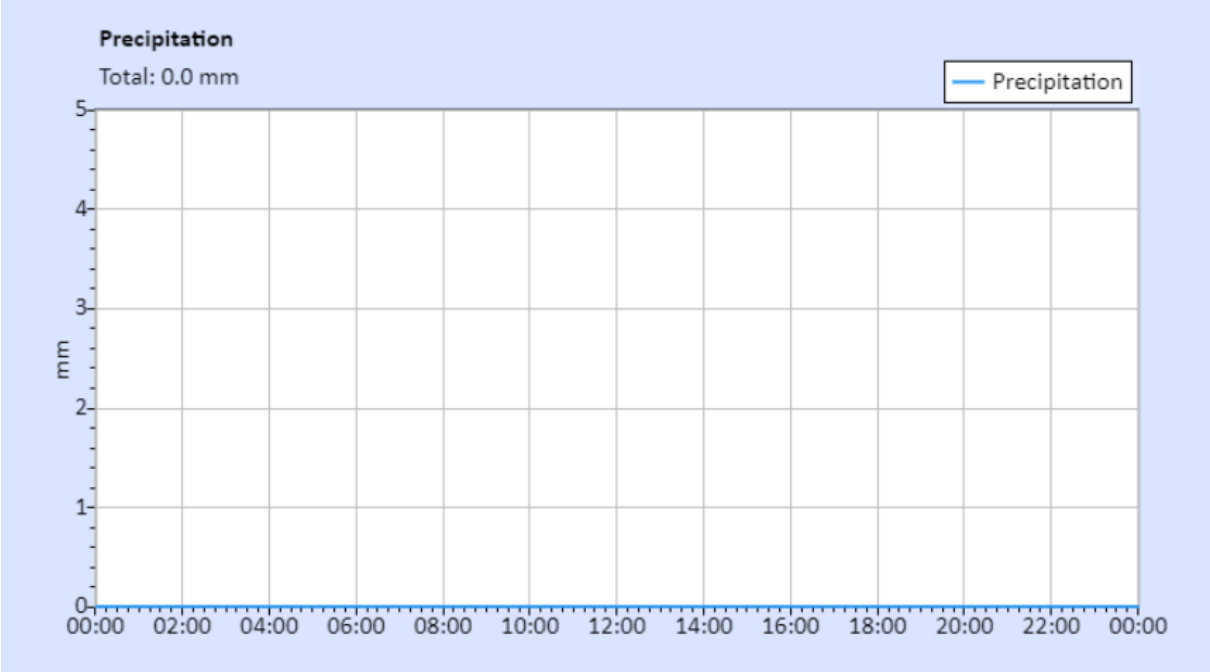


Figure 16 : Mesure des précipitations / Precipitation measurement.

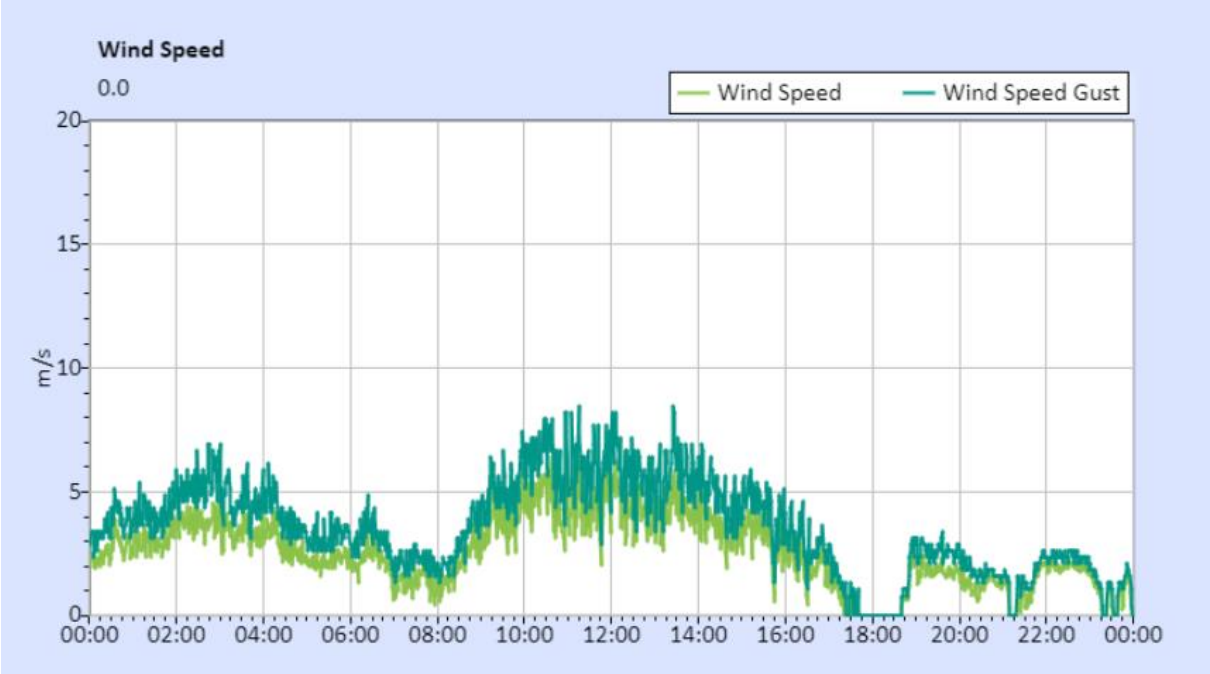


Figure 17 : Mesure de vitesse du vent / Wind speed measurement.

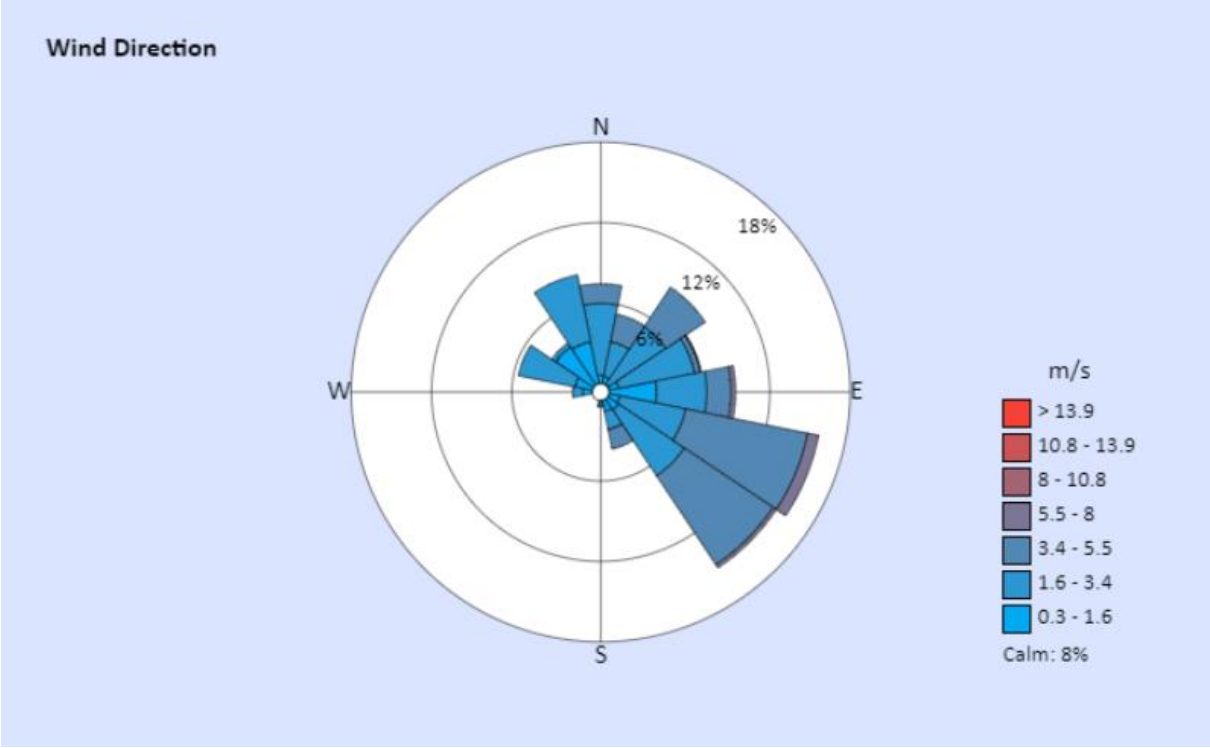


Figure 18 : Mesure direction du vent / Wind direction measurement.

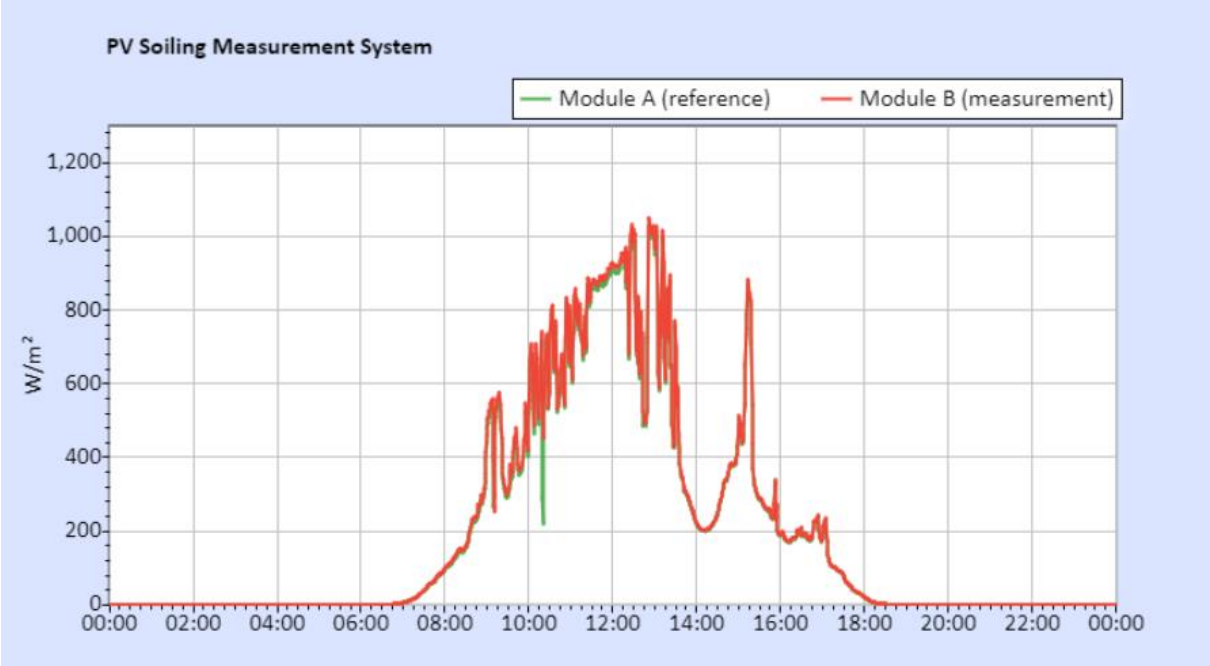


Figure 19 : Mesure d'encrassement des panneaux PV / PV soiling measurements.

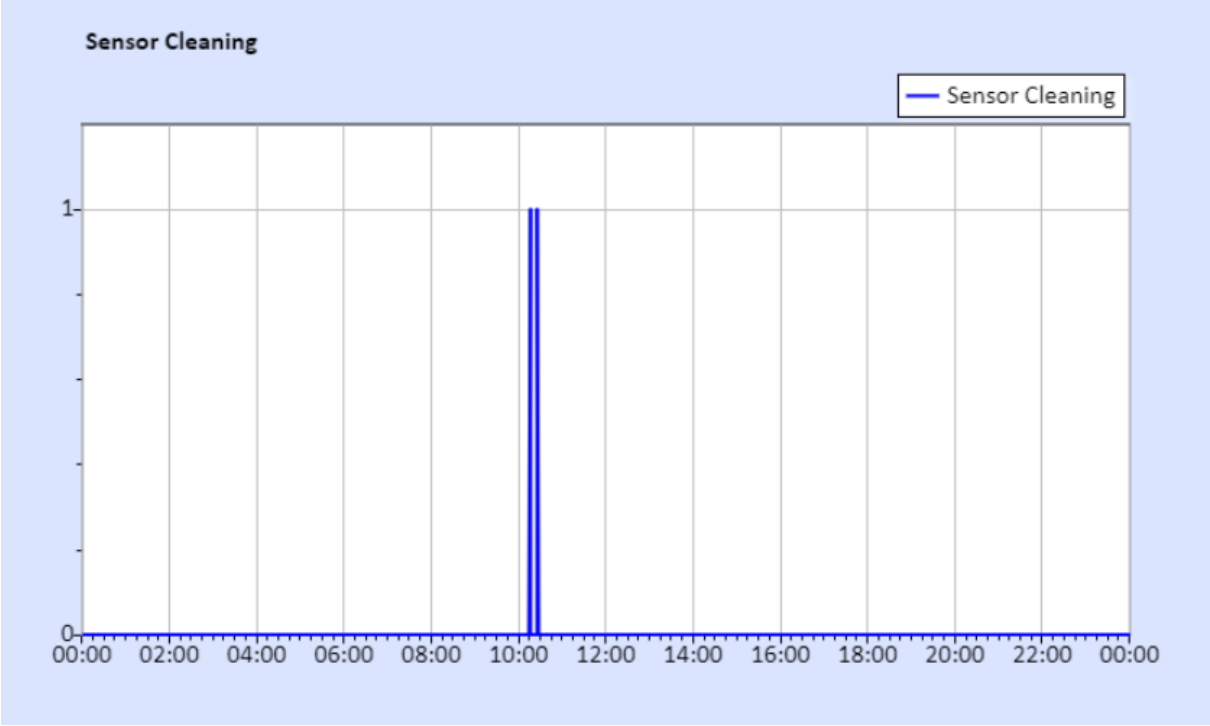


Figure 20 : Enregistrements de nettoyage des capteurs / Sensor cleaning recordings.

7.2 *Résultats des mesures pour la période de mesure rapportée* / Measurement results for the reported measurement period

7.2.1 *Sommaires mensuels* / Monthly summaries

Le tableau Table 9 résume les sommes de l'irradiation par mois et pour l'année complète, ainsi que la moyenne et la somme des autres paramètres météorologiques mesurés. Les résultats sont présentés pour la période de mesure rapportée, le premier et le dernier mois sont généralement des mois partiels pour lesquels la disponibilité des données s'élève à 100%.

Table 9 summarizes the irradiation sum per month and the complete year as well as the average and sum of the other measured meteorological parameters. The results are shown for the reported measurement period, the first and the last months are usually partial months for which the data availability adds up to 100%.

Mois / Month	*Irradiation totale* / Sum irradiation [kWh/m²]			*Temp. moyen* / Avg. temp. [°C]	*Vitesse vent moyen* / Avg. wind speed [m/s]	*Pression moyen* / Avg. pressure [hPa]	*Hum. Moyen* / Avg. humidity [%]	*Total pluie* / Sum rain [mm]	*Disponibilité données* / Data availability
	GHI	DNI	DHI						
2021-10	14	6	10	31.5	2.1	1017	36	0	9.6%
2021-11	156	148	61	29.9	1.7	1015	32	0	100%
2021-12	138	116	67	26.9	1.8	1016	21	0	100%
2022-01	159	155	62	26.1	2.2	1017	18	0	100%
2022-02	170	141	73	27.5	2.6	1016	16	0	100%
2022-03	209	160	88	30.0	2.5	1014	15	0	100%
2022-04	216	164	86	33.9	2.9	1012	18	0	100%
2022-05	219	147	101	34.9	2.8	1013	25	72	100%
2022-06	177	69*	86*	33.0	2.9	1014	50	34	100%
2022-07	171	89	99	31.0	3.0	1015	60	74	100%
2022-08	166	91	94	28.6	2.3	1014	78	245	100%
2022-09	170	118	81	28.5	2.1	1015	80	169	100%
2022-10	155	108	76	29.5	1.9	1015	69	42	90.3%
Total	**2119**	**1510**	**984**	**30.1**	**2.4**	**1015**	**40**	**636**	

Table 9: Résultats des mesures, valeurs moyennes mensuelles / Measurement results, monthly average values.

**DNI/DHI partiellement disponible (voir Table 5)* / DNI/DHI partially available (see Table 5).

Pour une description de l'équipement de mesure installé, veuillez référer à la section 3. Les résultats sont détaillés dans la section suivante.

For a description of the installed measurement equipment, please refer to section *3*. The results are further detailed in the following section.

7.2.2 *Irradiation solaire* / Solar irradiation

La Figure 21 montre les sommes mensuelles de l'irradiation mesurées dans un diagramme à barres. Les résultats sont présentés pour la période de mesure rapportée, le premier et le dernier mois étant généralement des mois partiels.

Figure 21 shows the measured monthly irradiation sums in a bar chart. The results are shown for the reported measurement period, the first and the last months are usually partial months.

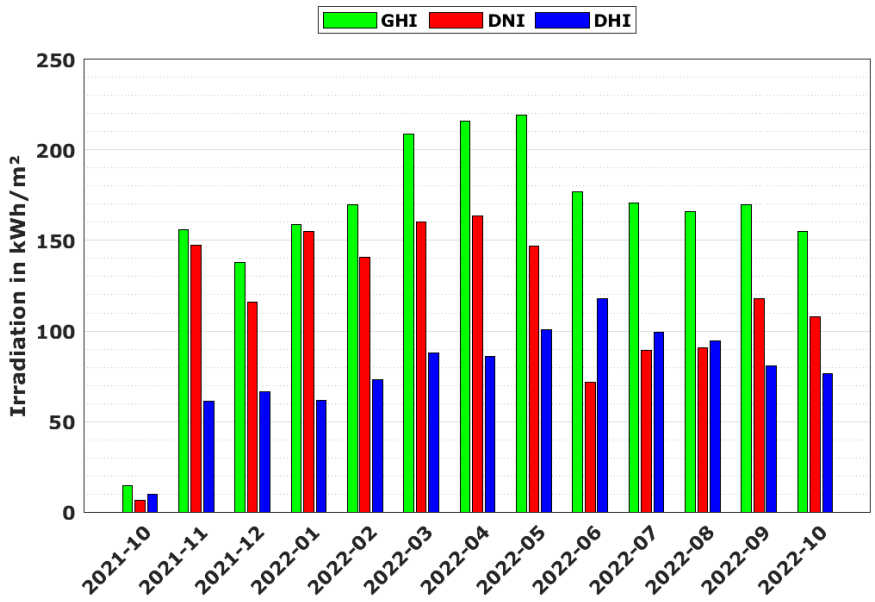


Figure 21: Totals mensuels de l'irradiation / Monthly irradiation sums.

La Figure 22 montre la distribution de fréquence de l'irradiance pour la période de mesure rapportée.

Figure 22 shows the frequency distribution of the irradiance for the reported measurement period.

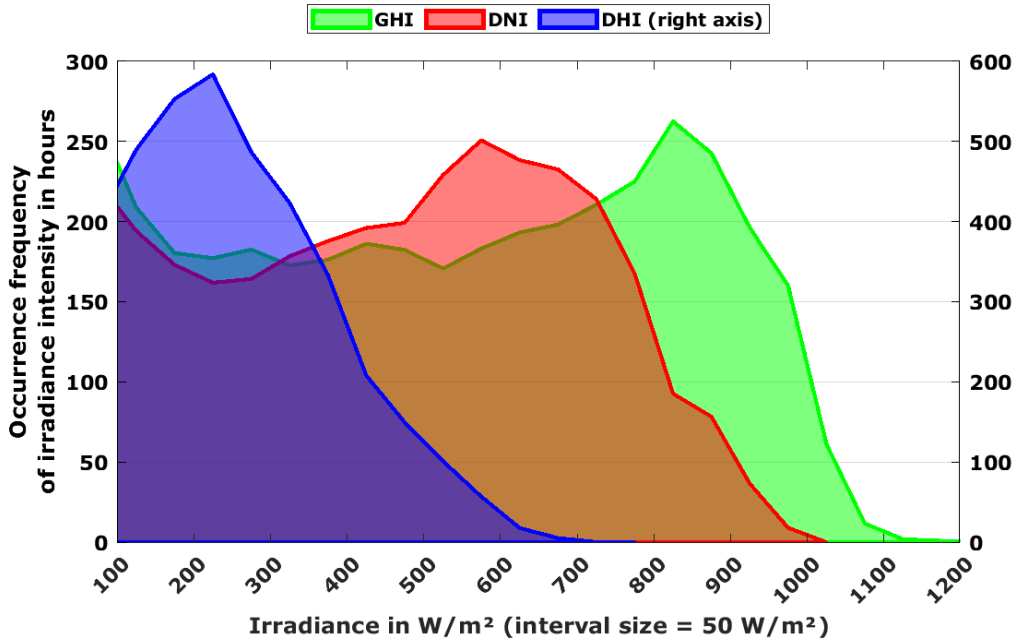


Figure 22: Distribution de fréquence des moyennes horaires d'irradiance / Frequency distribution of hourly irradiance averages.

La Figure 23 montre l'intensité de l'irradiance pour GHI pendant la période de mesure rapportée. L'intensité d'irradiation et la durée des jours varient en fonction des saisons. Les périodes nuageuses avec de faibles valeurs de GHI sont visibles sous forme de bandes verticales bleues et se produisent principalement pendant la saison des pluies.

Figure 23 shows the irradiance intensity for GHI over the reported measurement period. The irradiation intensity and the length of the days vary with the seasons. Cloudy periods with low GHI values are visible as blue vertical stripes and occur mostly during the rainy season.

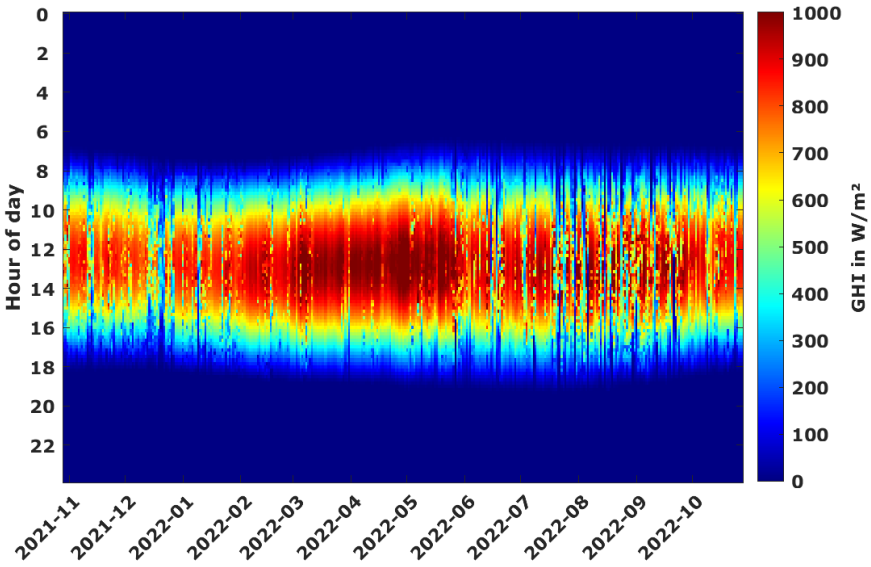


Figure 23: Intensité de la GHI / GHI irradiance intensity.

La Figure 24 montre l'intensité de l'irradiance DNI au cours de la période de mesure rapportée. L'intensité d'irradiation et la durée des jours varient en fonction des saisons. Les périodes nuageuses avec de faibles valeurs de DNI sont visibles sous forme de bandes verticales bleues et se produisent principalement pendant la saison des pluies.

Figure 24 shows the irradiance intensity for DNI over the reported measurement period. The irradiation intensity and the length of the days vary with the seasons. Cloudy periods with low DNI values are visible as blue vertical stripes and occur mostly during the rainy season.

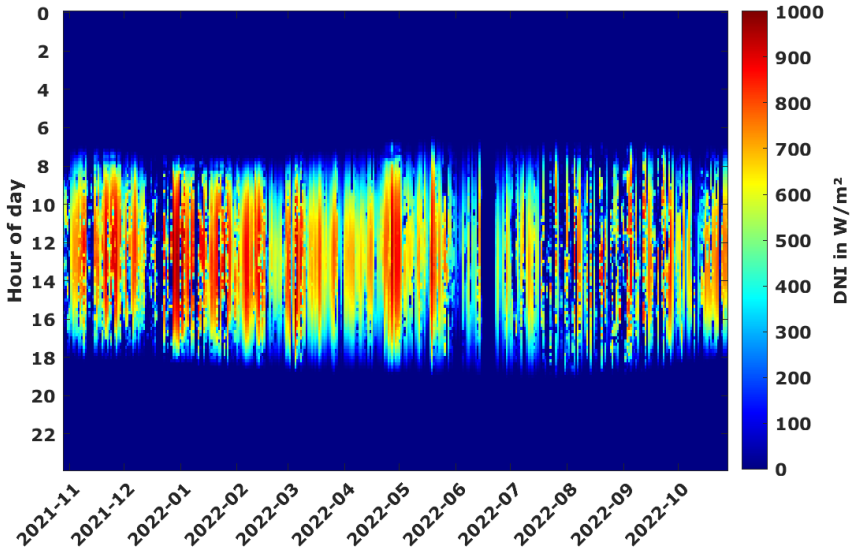


Figure 24: : Intensité de la DNI / DNI irradiance intensity.

7.2.3 *Température et humidité relative* / Temperature and relative humidity

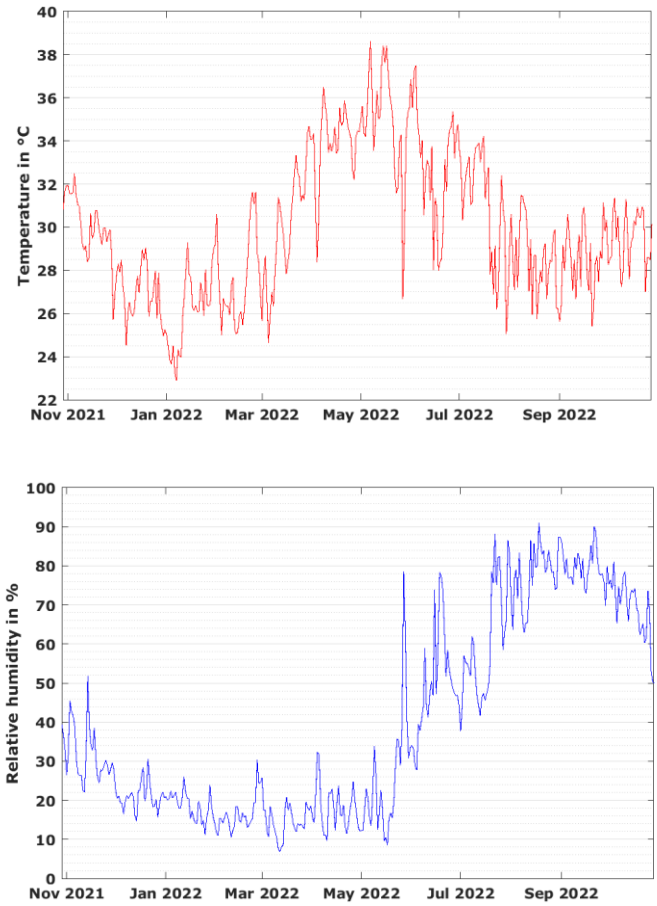


Figure 25: Moyennes journaliers de la température et humidité relative / Daily temperature and relative humidity averages.

La Figure 25 montre les moyennes journalières de l'humidité tempérée et relative sur la période de mesure rapportée. La variabilité au cours des saisons est visible sur les graphiques avec des valeurs d'humidité généralement plus élevées pendant la saison des pluies.

Figure 25 shows daily averages of temperate and relative humidity over the reported measurement period. The variability over the seasons are visible in the graphics with usually higher humidity values during the rainy season.

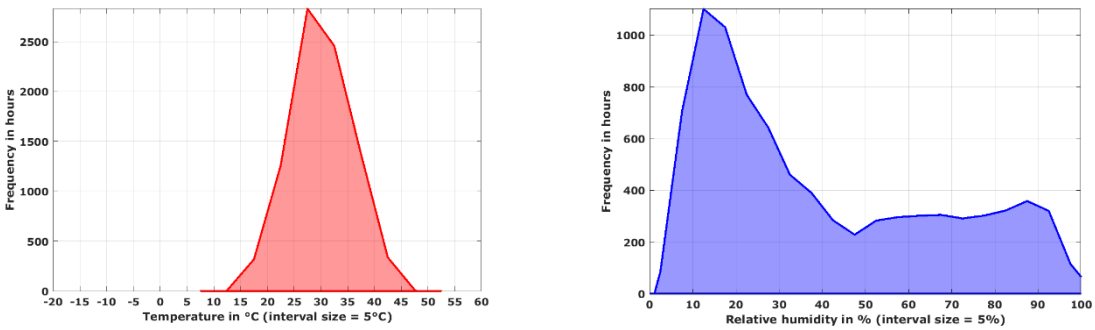


Figure 26: Distribution de fréquence de la température et de l'humidité relative / Frequency distribution of temperature and relative humidity.

7.2.4 *Précipitation* / Precipitation

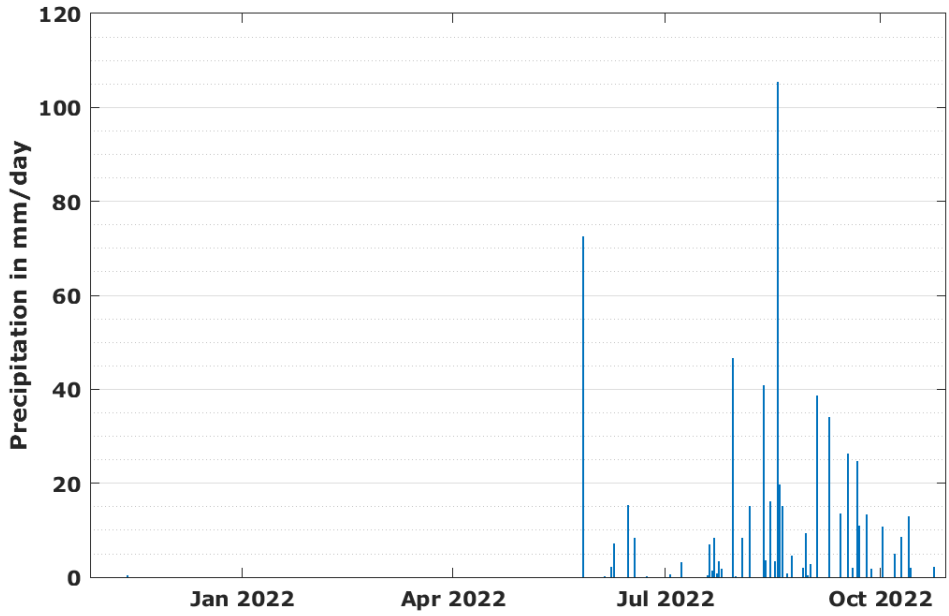


Figure 27: Sommes journalières des précipitations / Daily sums of precipitation.

La Figure 27 montre les sommes quotidiennes des précipitations. Une fois encore, une variabilité saisonnière a été observée avec une période sèche avec peu de précipitations de novembre à mars et une période avec de fréquentes précipitations observées.

Figure 27 shows the daily sums of precipitation. Again, a seasonal variability was observed with a dry period with little precipitation from November to March and period with frequent observed precipitation.

7.2.5 *Vitesse et direction du vent* / Wind speed and direction

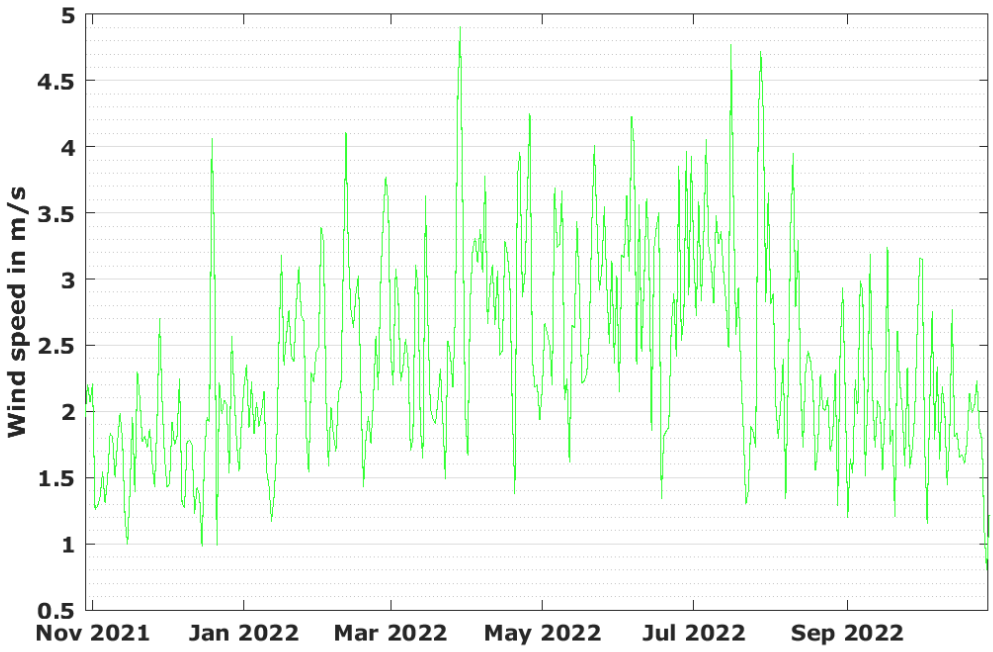


Figure 28: Moyennes journaliers de la vitesse du vent / Daily averages of wind speed.

La Figure 28 montre les moyennes journalières de la vitesse du vent. Elles sont continuellement basses et seule une petite dépendance saisonnière a été observée. La distribution de fréquence, présentée à la Figure 29, souligne que les faibles vitesses de vent et les rafales de vent sont courantes. Des vitesses de vent élevées, supérieures à 8 m/s, ont à peine été enregistrées.

Figure 28 shows the daily averages of wind speed. They are continuously low and only a small seasonal dependency was observed. The frequency distribution, shown in Figure 29, emphasizes that low wind speeds and wind gusts are common. High wind speeds of more than 8 m/s were barely recorded.

La Figure 30 montre la distribution de fréquence de la direction du vent. Différentes directions saisonnières du vent sont visibles.

Figure 30 shows the frequency distribution of wind direction. Different seasonal wind directions are visible.

La Figure 31 montre que les quelques fortes rafales de vent enregistrées provenaient principalement du est.

Figure 31 shows that the few recorded strong wind gusts were from the east mostly.

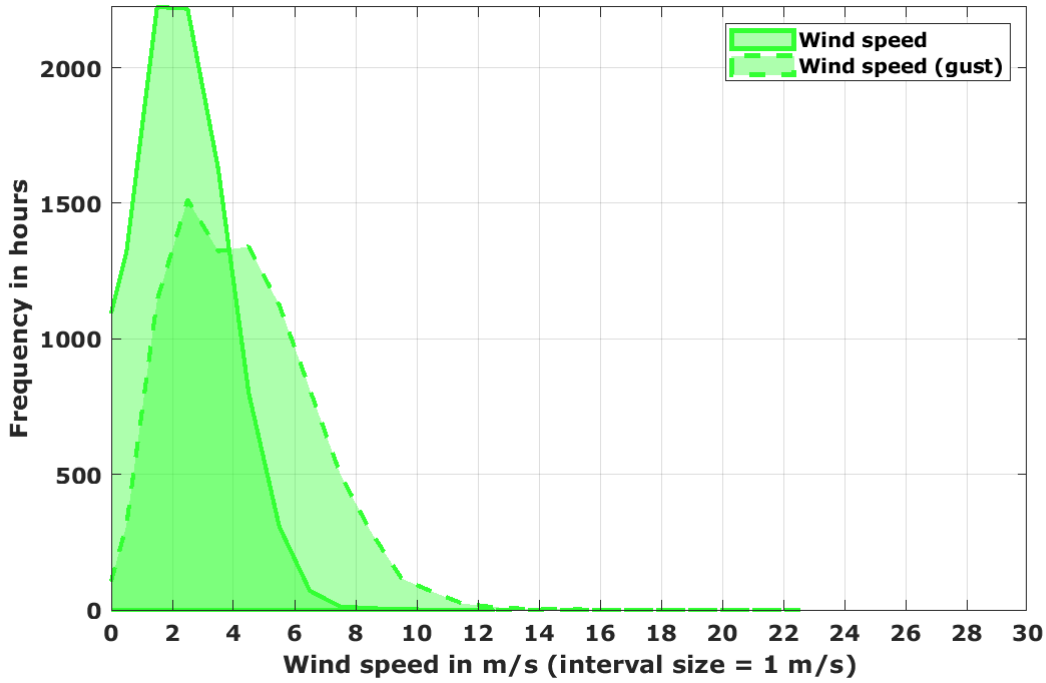


Figure 29: Distribution de fréquence des vitesses de vent / Frequency distribution of wind speeds.

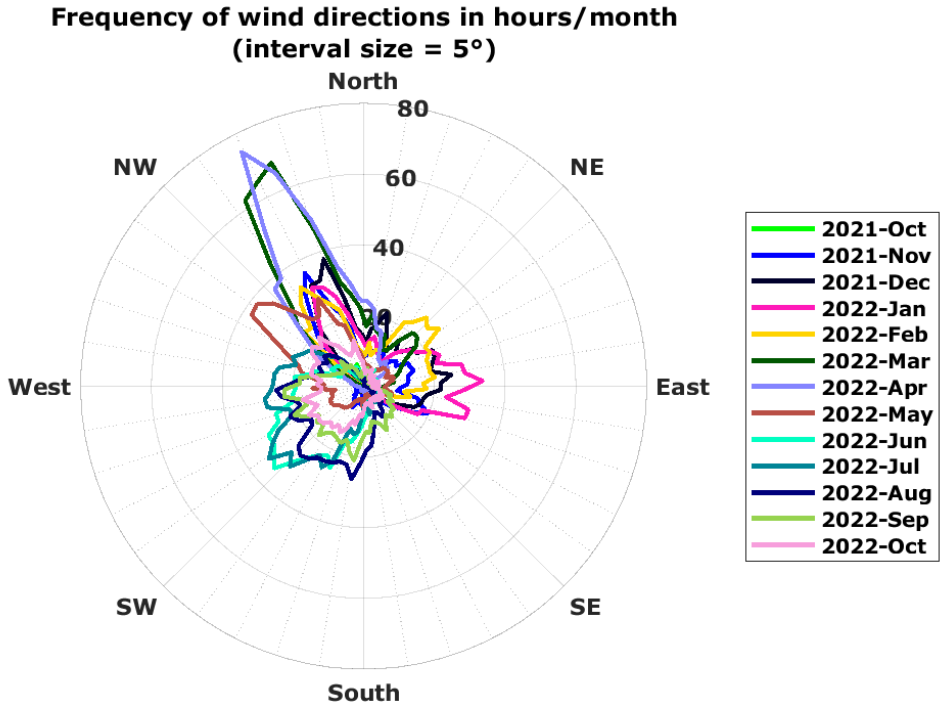


Figure 30: Distribution de la direction du vent / Wind direction distribution.

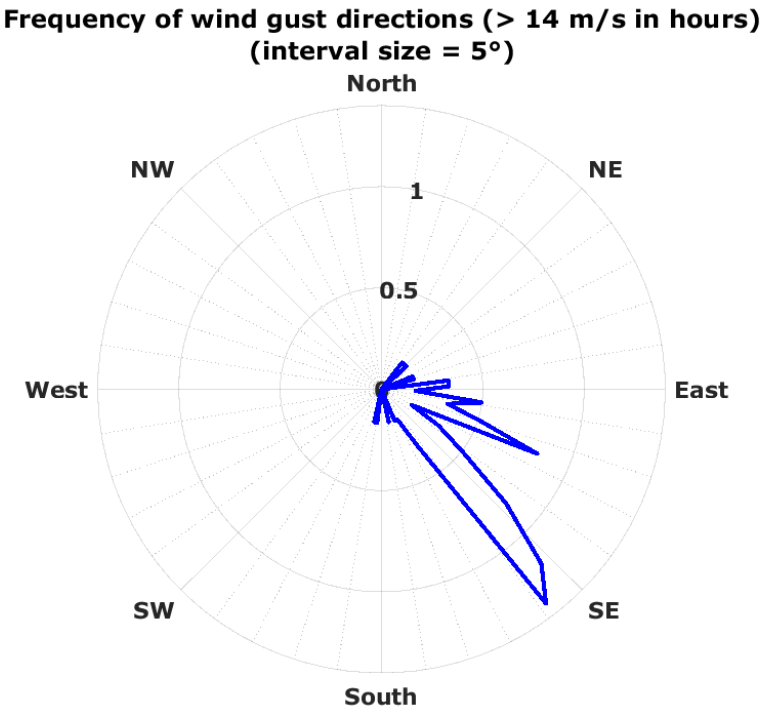


Figure 31: Distribution de la direction des rafales de vent / Wind gust direction distribution.

7.3 *Système de mesure de taux d'encrassement des panneaux PV* / PV soiling measurement system (soiling rate)

7.3.1 *Méthodologie de mesure* / Measurement methodology

La méthodologie de mesure appliquée pour le système de mesure de l'encrassement PV suit en grande partie la méthodologie présentée par by (Zorilla-Casanova, et al., 2016), (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) *et* (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013) *avec quelques simplifications et modifications. La méthode est basée sur l'idée de comparer une surface propre (valeur de référence) avec une surface qui accumule les salissures sur des intervalles d'environ un mois. A partir de la comparaison avec la référence propre, l'impact de la salissure accumulée peut être évalué.*

The measurement methodology applied for the PV soiling measurement system largely follows the methodology presented by (Zorilla-Casanova, et al., 2016), (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) and (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013) with a few simplifications and modifications. The method is based on the idea to compare a clean surface (reference value) with a surface which accumulates soiling over intervals of roughly one month. From the comparison to the clean reference, the impact of the accumulated soiling can be assessed.

7.3.2 *Équipement de mesure* / Measurement equipment

Le système PV-S consiste en deux panneaux PV (panneau solaire monocristallin Phaesun Sun Plus 30 S, 30 W) montés l'un à côté de l'autre dans un plan incliné orienté vers le sud (voir Figure 32). L'angle d'inclinaison est choisi en fonction de globalsolaratlas.info ("Optimum tilt of PV modules"). Les panneaux sont des panneaux ordinaires, disponibles dans le commerce auprès du fabricant et n'ont pas été étalonnés par un laboratoire pour identifier le courant de court-circuit individuel dans des conditions de référence. Ceci est expliqué plus en détail dans ce chapitre.

Veuillez noter que les modules installés ne sont pas des cellules de référence calibrées ou similaires, c'est-à-dire que le but est de mesurer le taux de salissure (en comparant le signal de changement des deux panneaux entre eux) et non de mesurer l'éclairement énergétique. Les valeurs mesurées ne doivent être utilisées que dans le cadre de l'évaluation du taux de salissure.

The PV-soiling system consists of two PV panels (Phaesun Sun Plus 30 S monocrystalline solar panel, 30 W) mounted next to each other in a south-orientated tilted plane (see Figure 32). The tilt angle is chosen according to globalsolaratlas.info (“Optimum tilt of PV modules”). The panels are regular, commercially available panels from the manufacturer and have not been calibrated by a laboratory to identify individual short-circuit current under reference conditions. This is further explained in this chapter.

Please note that the installed modules are not calibrated reference cells or similar, i.e., the purpose is to measure the soiling rate (by comparing the changing signal of the two panels to each other) and not to measure the irradiance. The measured values should only be used for the purpose of the assessment of the soiling rate.

Figure 32: Système PV-salissure avec le panneau de référence propre (modA) et le panneau de mesure (modB). Le panneau de référence est maintenu propre par un nettoyage régulier effectué par le personnel de maintenance local, tandis que le panneau de mesure peut accumuler des salissures au fil du temps. / PV-soiling system with the clean reference panel (modA) and the measurement panel (modB). The reference panel is kept clean by regular cleaning by the local maintenance staff whereas the measurement panel is allowed to accumulate soiling over time.

7.3.3 *Valeurs mesurés* / Measured values

Pour les deux panneaux, le courant de court-circuit et la température de la face arrière du panneau sont mesurés. Le courant de court-circuit des modules est utilisé pour calculer l'irradiation incidente corrigée en fonction de la température pour chacun des modules individuellement. L'irradiation incidente sur le module A, appelé "modA", est la valeur de référence et le panneau est maintenu propre par un nettoyage régulier. Le module B, également appelé "modB", peut accumuler des salissures à des intervalles d'environ un mois (voir Figure 32). Pour calculer le taux de salissure actuel à chaque instant, on calcule le rapport salissure/nettoyage de l'éclairement énergétique mesuré simultanément sur les deux panneaux et la propreté du modB. La variation de la propreté du modB dans le temps (par exemple, d'un jour à l'autre) est définie comme le taux de salissure (pour l'intervalle de temps référencé). Il peut être exprimé sous la forme d'une valeur moyenne pour une période de temps donnée, par exemple le taux de salissure quotidien moyen pour un mois civil.

From both panels, the short-circuit current and the panel backside temperature is measured. The short-circuit current of the modules is used to calculate the temperature-corrected incident irradiance for each of the modules individually. The incident irradiation on module A, further called “modA”, is the reference value and the panel is kept clean by regular cleaning. Module B, further called “modB”, is allowed to accumulate soiling over intervals of roughly one month (see Figure 32). To calculate the present soiling ratio at each timestamp, the dirty-to-clean ratio of the simultaneously measured irradiance from both panels and the cleanliness of modB is calculated. The change of the cleanliness of modB over time (e.g. from one day to the next) is defined as the soiling rate (for the referenced time interval). It can be expressed as an average value for a specified time period, e.g. average daily soiling rate in one calendar month.

7.3.4 *Intervalles de nettoyage* / Cleaning cycles

Comme expliqué ci-dessus, un module PV propre (valeur de référence) est comparé à un module souillé. Naturellement, cette comparaison n'est précise que lorsque le panneau de référence est presque parfaitement propre à tout moment. Les cycles de nettoyage et la mise en œuvre correcte des procédures de nettoyage sont donc très importants. Le premier objectif est de garantir une valeur de référence toujours propre.

Le deuxième objectif est d'éviter tout effet de saturation de la mesure de la salissure sur la surface du modB et de maintenir la non-uniformité de la salissure dans une plage où elle ne réduit pas de manière significative la précision de la mesure de la salissure avec la méthode choisie.

Les cycles de nettoyage prévus pour les deux panneaux ont été choisis pour garantir une surface propre du panneau de référence modA et le nettoyage de la surface sale du modB avant que des effets de saturation ne se produisent, en tenant compte également de l'efficacité et de la faisabilité sur le terrain.

- (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) *suggèrent que le module de référence devrait être nettoyé au moins une fois par semaine, plus souvent dans les régions où l'effet de salissure est plus important. Pour la campagne de mesure décrite dans ce rapport, le module de référence modA a été nettoyé une fois par jour pendant la plupart de la période de mesure rapportée. Pour s'approcher davantage d'un module de référence idéal et propre en permanence, une correction de l'encrassement a été appliquée aux valeurs mesurées avec modA (voir ci-dessous pour plus de détails). Après le nettoyage du modA, tous les autres capteurs d'éclairement énergétique de la station météorologique automatique, à l'exception du modB, ont également été nettoyés.*

- *Le module modB est généralement nettoyé à intervalles mensuels afin d'éviter les effets de saturation pendant les périodes de fort taux d'encrassement (déviation du modèle linéaire d'augmentation de l'encrassement).*

As explained above, a clean PV module (reference value) is compared with a soiled module. Naturally, this comparison is only accurate when the reference panel is nearly perfectly clean at all times. Cleaning cycles and the correct implementation of cleaning procedures are therefore very important. The first objective is to ensure an all-time clean reference value.

The second objective is to prevent any saturation effect of the soiling measurement on the surface of modB and to keep the soiling non-uniformity in a range where it does not significantly reduce the accuracy of the soiling measurement with the chosen method.

The scheduled cleaning cycles for both panels were chosen to ensure a clean surface of the reference panel modA and the cleaning of the soiled surface of modB before saturation effects occur, also considering efficiency and feasibility in the field.

- (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) suggest that the reference module should be cleaned at least once per week, more often in regions with higher soiling effect. For the measurement campaign described in this report, the reference module modA was cleaned daily during most of the reported measurement period. To further approach an ideal all-time clean reference module, soiling correction was applied to the values measured with modA (see below for details). Upon the cleanings of modA, all other irradiance sensors on the automatic weather station except of modB were also cleaned.

- The soiled module modB is usually cleaned roughly in monthly intervals to avoid saturation effects in periods of high soiling rates (deviation from the linear soiling increase pattern).

7.3.5 *Acquisition et traitement des données* / Data acquisition and processing

Les valeurs mesurées à 1 Hz ont été enregistrées par l'enregistreur de données en valeurs moyennes sur une minute et sur dix minutes et transmises au serveur d'acquisition de données de CSP Services. Un outil logiciel spécialisé pour l'analyse des données a été utilisé sur le serveur d'acquisition de données.

Cet outil stocke automatiquement les données dans une base de données SQL et offre des fonctionnalités d'analyse et de visualisation des données. L'analyse des données est décrite plus en détail dans la section suivante.

The 1-Hz measurement values were logged by the data logger in one-minute and ten-minute average values and transmitted to the CSP Services data acquisition server. A specialized software tool for data analysis was used on the data acquisition server.

This tool automatically stores the data in an SQL database and offers data analysis and visualization functionality. The data analysis is further described in the following section.

7.3.6 *Analyse de données* / Data analysis

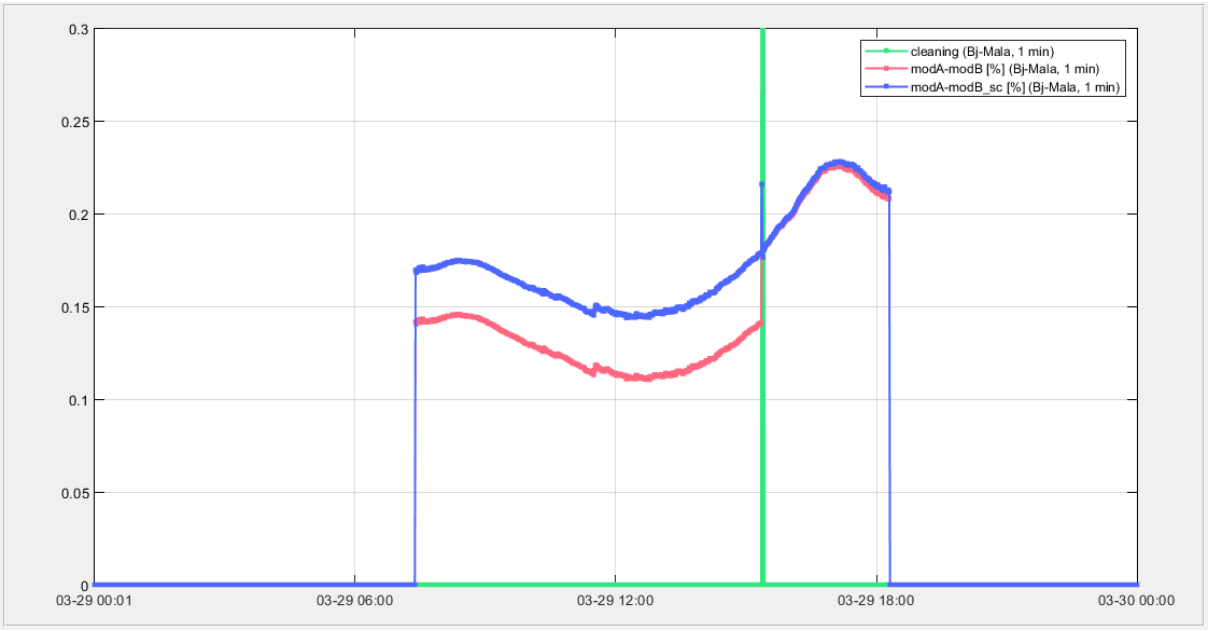


Figure 33: Procédure d'évaluation des salissures du panneau de référence (exemple) / Reference panel soiling assessment procedure (example).

L'analyse des données est effectuée selon le schéma suivant :

1. *Application de la correction de l'encrassement aux valeurs mesurées du module de référence selon une méthode développée par* (F. Wolfertstetter, 2013)*:*

    - *L'encrassement présent au moment du nettoyage peut être détecté par l'augmentation soudaine du signal de mesure lors du nettoyage, et la comparaison avec une valeur de référence avant et après le processus de nettoyage. Dans ce cas (nettoyage du modA), l'augmentation soudaine du signal peut être analysée et quantifiée à partir des données de résolution de 1 minute. On peut supposer que ce changement est uniquement imputable à la couche de salissures qui s'est accumulée sur le modA depuis son dernier nettoyage, car aucun autre paramètre ne change.*

- *Cet effet de salissure indésirable sur le modA a été supprimé pour les cas de forte salissure du modA. On y est parvenu en interpolant linéairement en arrière vers le dernier nettoyage, c'est-à-dire qu'après le nettoyage, la salissure est nulle et s'accumule linéairement vers le prochain nettoyage. En cas de tempêtes de poussière, de pluie ou d'autres événements qui ne permettent pas de supposer une accumulation linéaire des salissures, ces événements sont isolés et l'interpolation linéaire n'est pas appliquée.*

- *La Figure 33 illustre cette procédure à l'aide d'un exemple. Elle montre la différence de signal entre modA et modB en fonction de l'heure locale de la journée (exemple du Malanville, 2022-03-29). La ligne bleue comprend l'application de la correction de salissure aux valeurs du modA. La ligne rouge montre les valeurs non corrigées. La discontinuité de la courbe au moment du nettoyage (barre verte) est visible pour les valeurs non corrigées. L'augmentation des valeurs modA dans cet exemple s'est avérée être d'environ 3%. Par conséquent, une correction linéairement croissante entre 0% et 3% a été appliquée aux valeurs modA entre ce nettoyage et le précédent.*

2. *Division de la période de mesure en intervalles de taux de salissure presque constants :*
    a. *Nettoyage du modB : Chaque nettoyage du modB fait commencer un nouvel intervalle*
    b. *Événements météorologiques : Les occurrences de pluie (effet d'auto-nettoyage), de forte vitesse de vent ou de rafales de vent ou de rayonnement diffus élevé (représentant des jours avec une charge élevée d'aérosols et un dépôt élevé de salissures pouvant en résulter) peuvent être utilisées pour diviser les données en sous-intervalles (généralement plusieurs jours ou semaines). Un événement météorologique est utilisé comme indicateur pour définir un nouvel intervalle d'interpolation lorsque ces valeurs atteignent ou dépassent certains seuils qui ont été identifiés comme des limites raisonnables au cours de l'analyse.*

3. *Calcul du taux de salissure quotidien dans chaque sous-intervalle : Le taux de salissure quotidien moyen correspond à l'augmentation moyenne du taux de salissure quotidien d'un jour à l'autre au sein du sous-intervalle. Dans la plupart des cas, une augmentation linéaire est une bonne approximation, comme le montre la Figure 34. Les périodes avec de nombreux événements pluvieux ne donnent souvent aucun taux de salissure car aucune salissure n'est accumulée entre les événements pluvieux.*

The data analysis is carried out along the following scheme:

1. Application of soiling correction to the measured values from the reference module according to a method developed by (F. Wolfertstetter, 2013):

    - The soiling present at the time of cleaning can be detected by the sudden increase of the measurement signal upon cleaning, and the comparison with a reference value before and after the cleaning process. In this case (cleaning of modA), the sudden increase in signal can be analyzed and quantified from the 1-minute resolution data. It can be assumed that this change is solely attributable to the layer of soiling that has accumulated on modA since its last cleaning, because no other parameters are changing.

    - This unwanted soiling effect on modA was removed for cases of strong modA soiling. This was achieved by linearly interpolating backwards toward the last cleaning event, i.e. after cleaning the soiling is zero and linearly builds up towards the next cleaning event. In case of dust storms, rain or other events that do not allow assumption of linear soiling accumulation, these events are singled out and the linear interpolation is not applied.

    - Figure 33 illustrates this procedure with an example. It shows the difference in signal between modA and modB vs. the local time of day (example from Malanville, 2022-03-29). The blue line includes the application of soiling correction to the modA values. The red line shows the uncorrected values. The discontinuity in the curve at the cleaning event (green

bar) is visible for the uncorrected values. The increase in the modA values in this example was found to be 3%. Therefore, a linearly increasing correction between 0% and 3% was applied to the modA values between this cleaning and the one before.

2. Division of the measurement period into intervals of nearly constant soiling rates:
   a. Cleaning of modB: Each modB cleaning starts a new interval
   b. Weather events: Occurrences of rain (self-cleaning effect), strong wind speed or wind gusts or high diffuse irradiance (representing days with a high aerosol load and potentially resulting high soiling deposition) might be used for dividing the data in sub-intervals (usually several days to weeks). A weather event is used as an indicator to set a new interpolation interval when these values reach or exceed certain thresholds which were identified as reasonable limits during the analysis.

3. Calculation of the daily soiling rate in each sub-interval: The average daily soiling rate corresponds to the average increase of the daily soiling ratio from one day to the next within the sub-interval. In most cases, a linear increase is a fine approximation, as Figure 34 shows. Periods with many rain events often results in no soiling rate because no soiling is accumulated between the rain events.

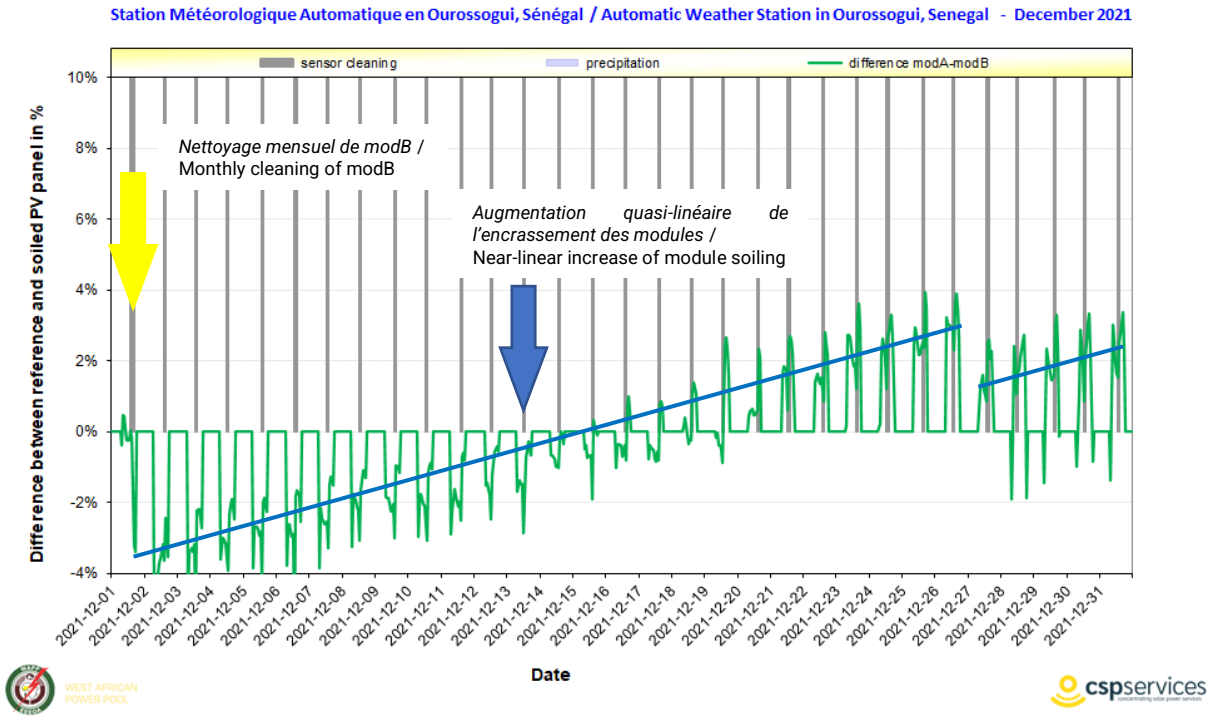


Figure 34: Exemple d'augmentation de l'accumulation de salissures sur le panneau modB ; courbe verte : rapport de salissures dans une résolution d'une heure / Example for increase of modB panel soiling accumulation; green curve: soiling ratio in 1-hour resolution.

Une autre caractéristique importante de la méthodologie choisie est visible sur la Figure 34: Après un nettoyage ou une quantité suffisante de pluie, la différence entre les relevés des deux panneaux ne revient pas nécessairement à une valeur de 0 %, ce qui aurait pu être attendu intuitivement (puisque les deux panneaux sont supposés propres et dans un état identique). Cela est dû à plusieurs facteurs :

- *Le nettoyage peut ne pas avoir été parfait. Dans les conditions de terrain (chaleur extrême, parfois pas d'eau déminéralisée disponible, chiffon de nettoyage pas parfaitement propre, opérateur ne respectant pas la procédure, etc.), un nettoyage parfait n'est souvent pas réalisable.*
- *Les panneaux n'ont pas de facteurs de calibration et de sensibilité individuels, mais la valeur typique de la fiche technique du fabricant est utilisée. Par conséquent, les panneaux peuvent présenter un décalage dans les deux sens (modA > modB ou vice versa) même dans un état de propreté parfaite.*
- *La sensibilité du panneau à des conditions d'irradiation autres que les conditions de test standard peuvent être individuellement différente pour chaque panneau.*
- *Erreurs d'alignement résiduelles entre les panneaux.*

Il n'est cependant pas nécessaire que les panneaux aient des valeurs identiques après le nettoyage, ni d'utiliser le facteur de décalage entre les panneaux lors de l'installation comme facteur de calibrage. Ceci pour deux raisons principales

- *L'absence de référence absolue n'est pas pertinente car dans la méthodologie choisie, seules des valeurs relatives sont comparées. Les valeurs absolues mesurées par les panneaux ne présentent pas d'intérêt, seule la différence relative entre le panneau souillé et le panneau propre est évaluée.*
- *La définition d'une nouvelle référence relative permet d'exclure les influences sur la valeur absolue de la mesure, telles que la propreté imparfaite ou l'état réel du module. Par exemple, si un nouvel intervalle est défini après un événement pluvieux qui a provoqué un nettoyage partiel, la référence pour le calcul du taux de salissure dans l'intervalle suivant doit nécessairement prendre en compte l'état réel du module au début de l'intervalle. Avec cette méthode, même les petits dommages au panneau qui influencent la valeur absolue, mais pas la variation relative du taux de salissure d'un jour à l'autre en raison de l'accumulation de salissures, n'influencent pas la mesure. La méthode est donc plus robuste dans les conditions de terrain.*

Le taux de salissure a été dérivé en introduisant des lignes d'interpolation telles qu'illustrées à la Figure 34, permettant de prendre en compte les périodes de taux de salissure presque constants ainsi que les périodes avec des événements météorologiques particuliers.

Remarque : cette mesure du taux d'encrassement basée sur la mesure des courts-circuits fournit des informations sur la perte induite par l'encrassement de l'irradiation solaire disponible qui arrive sur les panneaux solaires et qui peut y être convertie en électricité (" irradiation effective "). Elle n'est pas égale à la perte de puissance de sortie du module PV induite par l'encrassement, bien que la différence entre la perte d'éclairement énergétique incident et la perte de puissance de sortie soit faible pour de faibles niveaux d'encrassement et une distribution uniforme de l'encrassement sur la surface du module. Par conséquent, pour utiliser correctement les taux d'encrassement présentés dans ce rapport, il faut les appliquer comme une influence décroissante à l'éclairement énergétique effectif qui est utilisé comme entrée des modèles de performance des centrales PV (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013).

Another important characteristic of the chosen methodology is visible from Figure 34: After cleaning or sufficient amounts of rain, the difference between the readings of the two panels does not necessarily return to a value of 0 %, which could have been expected intuitively (because both panels are supposedly clean and in identical state). This is due to several contributing factors:

- The cleaning may not have been perfect. In field conditions (extreme heat, occasionally no demineralized water available, cleaning cloth not perfectly clean, operator failure to comply with the procedure etc.), perfect cleaning is often not achievable.
- The panels do not have individual calibration and sensitivity factors, instead the typical value from the manufacturer's datasheet is used. Therefore, the panels can have an offset on both directions (modA > modB or vice versa) even in perfectly clean state.
- The sensitivity of the panel to irradiation conditions other than standard test conditions may be individually different for each panel.
- Residual alignment errors between the panels.

However, it is not necessary that the panels have identical values after cleaning, or to use the offset factor between the panels upon installation as a calibration factor. This has two main reasons:

- the lack of an absolute reference is not relevant because in the chosen methodology, only relative values are compared. The absolute values measured by the panels is not of interest, only the relative difference between the soiled and clean panel is evaluated.
- Defining a new relative reference allows to exclude influences on the absolute measurement value such as imperfect cleanliness or the actual module state. For example, if a new interval is defined after a rain event which caused a partial cleaning, the reference for calculating the soiling rate in the following interval necessarily needs to take into account the actual state of the module at interval start. With this method, even small damages to the panel which influence the absolute value, but not the relative change of the soiling ratio from one day to the next due to soiling accumulation, do not influence the measurement. Hence, the method is more robust in field conditions.

The soiling rate was derived by introducing interpolation lines such as shown in Figure 34 allowing to consider periods of nearly constant soiling rates as well as periods with special weather events.

Please note: This short-circuit-measurement based soiling rate measurement provides information on the soiling-induced loss of available solar irradiance that arrives on the solar panels and is available there for conversion into electricity ("effective irradiance"). It is not equal to the soiling-induced loss of PV module power output, although the difference between the loss of incident irradiance and loss of power output is small for low soiling levels and uniform soiling distribution on the module surface. Therefore, to use the soiling rates presented in this report correctly, they must be applied as a diminishing influence to the effective irradiance that is used as an input of PV power plant performance models (Gostein, Littman, Caron, & Dunn, 2013).

Comme le montre (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) *,le taux d'encrassement (SR) des panneaux photovoltaïques mesuré instantanément présente généralement une dépendance à l'heure de la journée. De plus, il existe certaines différences résiduelles dans l'alignement en azimut et en inclinaison des panneaux, ce qui entraîne une légère variation de l'angle d'incidence du rayonnement sur les deux panneaux adjacents.*

As shown by (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014), the instantaneously measured soiling rate (SR) of PV panels typically shows a dependence on the time of day. Further, there are some residual differences in azimuth and tilt alignment of the panels, resulting in slightly varying irradiance incidence angle on the two adjacent panels.

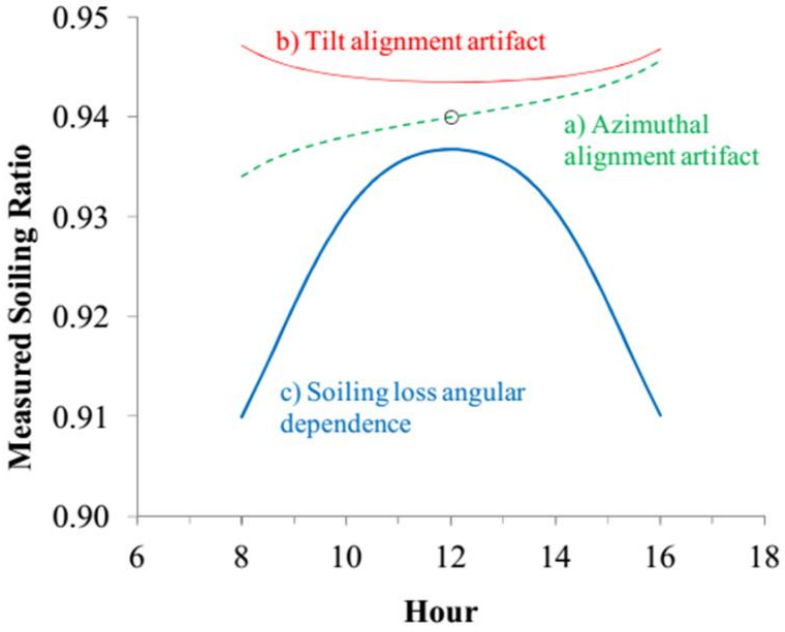


Figure 35: Dépendance temporelle de la journée des mesures instantanées de SR.
Source : (Gostein, Caron et Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014) / Time-of-day dependence of instantaneous SR measurements
Source: (Gostein, Caron, & Littman, Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants, 2014).

L'alignement d'inclinaison et l'alignement azimutal ont été effectués avec beaucoup de soin lors de l'installation, le cadre d'installation sur lequel reposent les panneaux a été conçu pour garantir que les deux panneaux soient aussi proches que possible d'une orientation identique. L'erreur résiduelle ne devrait donc pas être supérieure à celle présentée comme typique dans la littérature.

La dépendance angulaire du taux de salissure a été traitée en ajustant une ligne de tendance linéaire (méthode des moindres carrés) à travers les valeurs du taux de salissure pour déterminer les taux de salissure à partir de la pente de la ligne de tendance linéaire.

The tilt alignment and azimuthal alignment have been done with great care upon installation, the installation frame upon which the panels rest was designed to ensure that both panels are as closely as possible to identical orientation. The residual error should therefore not be larger than presented as typical in the literature.

The angular dependence of the soiling ratio has been addressed by fitting a linear trend line (Least-Square-Method) through the soiling ratio values to determine the soiling rates from the slope of the linear trend line.

7.3.7 *Comparaison de la méthode de mesure avec la norme IEC 61724-1* / Comparison of measurement methodology with IEC 61724-1

En mars 2017, la norme internationale CEI 61724-1 a été publiée. Cette norme contient une section sur la mesure du taux de salissure (section 7.3.4), dans laquelle deux procédures différentes sont définies. La deuxième méthode définie dans la norme est très similaire à la méthode utilisée dans cette campagne de mesure.
Les deux méthodes sont comparées ci-dessous :

In March 2017, the International Standard IEC 61724-1 was published. This standard contains a section on soiling ratio measurement (section 7.3.4), in which two different procedures are defined. The second method defined in the standard is very similar to the method utilized in this measurement campaign. Both methods are compared below:

Article / Procédure **Item / Procedure**	**IEC 61724-1**	***Méthodologie utilisée dans ce rapport*** **Methodology used in this report**
Valeur d'étalonnage du courant de court-circuit dans les conditions de référence désignées Calibration value for short-circuit current at designated reference condition	*Valeurs de la fiche technique du fournisseur* Manufacturer's datasheet values	*Valeurs de la fiche technique du fournisseur* Manufacturer's datasheet values
Étalonnage sur le terrain Calibration in the field	*Déterminer le facteur d'étalonnage du courant de court-circuit de modB en comparant l'éclairement énergétique effectif mesuré de modB à celui de modA (tous deux nettoyés), ce qui fournit le facteur d'étalonnage I_{SC} pour modB* Derive modB short-circuit current calibration factor by comparing measured effective irradiance of modB to modA (both cleaned), this provides the I_{SC} calibration factor for modB	*L'étalonnage du courant de court-circuit de modB par rapport à la référence propre modA est effectué en utilisant des facteurs individuels pour chaque intervalle d'analyse* Calibration of modB short-circuit current to clean reference modA is done by using individual factors for each analysis interval

Procédure de mesure Measurement procedure	*1) Mesurer les températures et les courants de court-circuit des modules.* *2) Calculer l'irradiance effective sur le modA en utilisant le facteur de la fiche technique.* *3) Calculer le courant de court-circuit attendu du modB en utilisant le facteur d'étalonnage I_{SC} du modB.* *4) Calculer le taux d'encrassement en divisant le courant de court-circuit mesuré du modB par le courant de court-circuit attendu du modB* 1) Measure module temperatures and short-circuit currents 2) Calculate effective irradiance on modA using datasheet factor 3) Calculate expected modB short-circuit current using I_{SC} calibration factor of modB 4) Calculate soiling ratio by dividing measured modB short circuit current by the expected modB short-circuit current	*1) Mesurer les températures et les courants de court-circuit des modules.* *2) Calculer irradiance effective sur le modA et le modB en utilisant le facteur I_{SC} de la fiche technique.* *3) Calculer le taux d'encrassement à partir de l'irradiance effectif.* *4) Calculer la propreté en se référant au taux de salissure lors du dernier nettoyage.* 1) Measure module temperatures and short-circuit currents 2) Calculate effective irradiance on modA and modB using datasheet I_{SC} factor 3) Calculate the soiling ratio from effective irradiances 4) Calculate cleanliness by referencing to soiling ratio at last cleaning

Table 10: Méthodologie d'analyse du taux de salissure / Soiling rate analysis methodology.

La méthodologie présentée dans ce rapport diffère légèrement de la norme IEC. La méthodologie utilisée dans cette campagne de terrain se réfère au taux de salissure dans chaque intervalle d'analyse au lieu de se référer à un facteur de calibration statique. Cela tient compte du fait que le nettoyage des modA/B dans des conditions de terrain ne donne pas toujours des résultats parfaits, identiques au premier nettoyage de la campagne. SR(t0) est un étalonnage de la mesure spécifique à l'intervalle, ce qui est plus adéquat dans une campagne de mesure sur le terrain que l'utilisation d'un étalonnage statique qui est effectué juste après l'installation de l'équipement.

La compatibilité de la méthodologie avec la norme IEC 61724-1 est généralement donnée en raison des exigences identiques en matière d'équipement. Les résultats devraient être transférables.

The methodology presented in this report slightly differs from the IEC standard. The methodology used in this field campaign is referencing the soiling ratio in each analysis interval instead of referencing to a static calibration factor. This takes into account that cleaning of modA/B in field conditions may not always yield perfect cleaning results that are identical to the first cleaning in the campaign. $SR(t_0)$ is an interval-specific calibration of the measurement, which is more adequate in a field measurement campaign than using a static calibration that is done right after equipment installation.

The compatibility of the methodology with IEC 61724-1 is generally given due to identical equipment requirements. The results should be transferable.

7.3.8 *Résultats des mesures de salissure* / Soiling measurement results

Les résultats de la mesure du taux de salissure sont présentés dans ce chapitre. Les données de mesure des paramètres modA et modB ont été soumis avec les autres données de mesure de la station en format CSV de 1-minute.

The soiling rate measurement results are displayed in this chapter. The measurement data for the parameters modA and modB was submitted together with the other measurement data from the station in 1-minute CSV format.

7.3.9 *Taux moyens de salissure mensuels et annuels* / Average monthly and yearly soiling rates

Le tableau ci-dessous donne un aperçu du taux de salissure quotidien moyen pour chaque mois et pour l'année entière.

Les taux d'encrassement observés varient d'une saison à l'autre et sont affectés par le nettoyage naturel des modules PV par la pluie. Pendant les périodes de faibles précipitations, des taux d'encrassement plus élevés en moyenne mensuelle, ont été mesurés. Pour les périodes où les précipitations sont plus importantes, seuls de très faibles taux d'encrassement ont été mesurés.

Mois / Month	*Taux de salissure moyen PV* / Average soiling rate PV [%/day]
2021-10	0.09
2021-11	0.16
2021-12	0.21
2022-01	0.08
2022-02	0.15
2022-03	0.12
2022-04	0.06
2022-05	0.16
2022-06	0.34
2022-07	0.20
2022-08	0.03
2022-09	0.02
2022-10	0.21
Total / Total	**0.14**

Table 11: Taux de salissure moyen mensuel et annuel / Average monthly and yearly soiling rates.

An overview of the average daily soiling rate over each calendar month and over the entire year is given in the table below.

The observed soiling rates vary from season to season and are affected by natural cleaning of the PV modules by rain. For periods with little rainfall, higher soiling rates on monthly averages were measured. For periods with higher amounts of rainfall, only very small soiling rates were measured.

7.3.10 *Propreté et taux de salissure quotidiens* / Daily cleanliness and soiling rates

Pendant les périodes où le taux de salissure est important, la propreté du système PV-salissure présente un schéma caractéristique en dents de scie. Cela indique que le signal du panneau de mesure est de plus en plus réduit par l'accumulation de poussière sur la surface. La réduction du signal suit généralement une courbe quasi linéaire jusqu'au prochain nettoyage du module de mesure (pluie naturelle ou nettoyage mensuel par le personnel local).

Ceci est illustré dans la Figure 36 par les colonnes grises pour la propreté quotidienne moyenne (échelle de gauche). Les événements de pluie sont affichés par une colonne bleue. La quantité de pluie (en mm/jour) est indiquée par la hauteur de la colonne bleue et donnée sur l'échelle de droite. Notez que le taux de salissure est mesurable même si la propreté n'est pas de 1 après un tel événement.

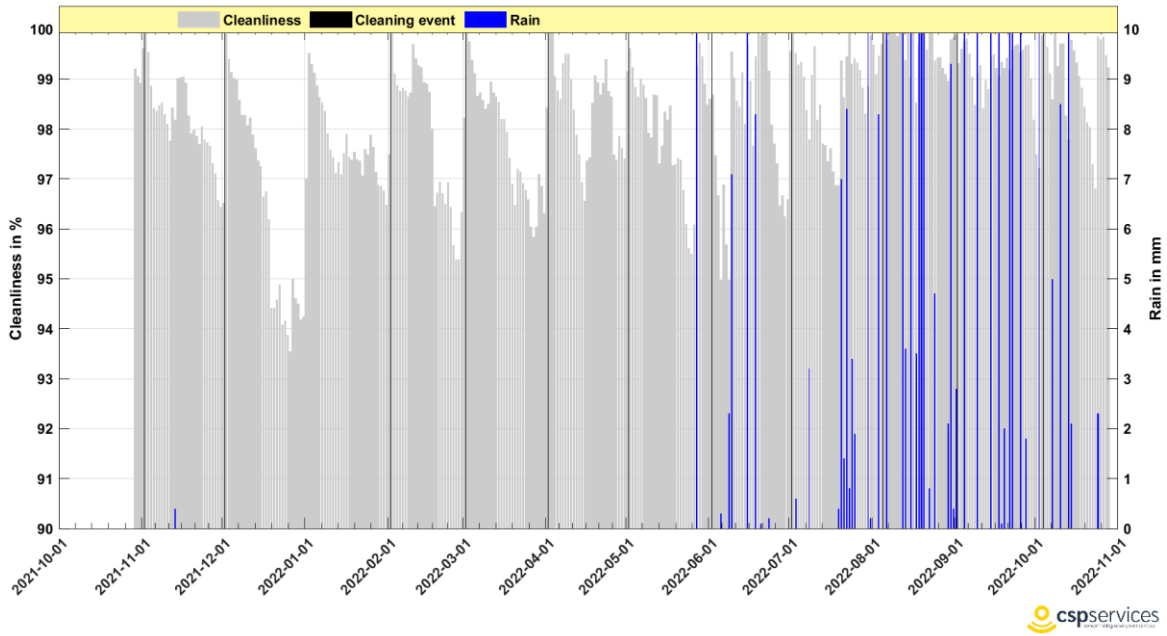


Figure 36: Propreté du panneau de mesure modB avec pluie mesurée (bleu) et nettoyage (lignes verticales noires) du modB / Cleanliness of the measurement panel modB with measured rain (blue) and cleaning (black vertical lines) of modB.

During periods with a significant soiling rate, the cleanliness of the PV-soiling system shows a characteristic saw tooth pattern. This indicates that the signal from the measurement panel is reduced more and more by the accumulation of dust on the surface. The signal reduction usually follows a near-linear reduction until the next cleaning event of the measurement module (naturally by rain or by the monthly cleaning by the local staff).

This is shown in Figure 36 by the grey columns for the average daily cleanliness (left scale). Rain events are displayed by a blue column. The amount of rain (in mm/day) is indicated by the height of the blue column and given on the right scale. Note that the soiling rate is measurable even though the cleanliness is not 1 after such an event.

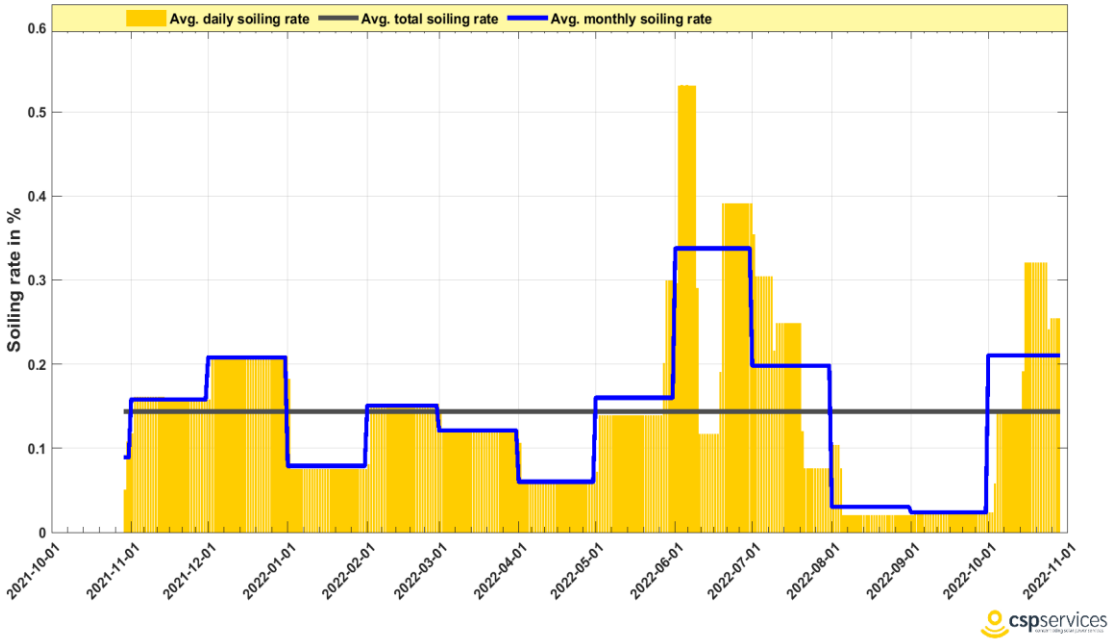


Figure 37: Taux moyennes de salissure quotidien, mensuel et annuel / Daily, monthly and yearly average soiling rates.

Date	*Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]
2021-10-29	0.05
2021-10-30	0.11
2021-10-31	0.11
2021-11-01	0.12
2021-11-02	0.16
2021-11-03	0.16
2021-11-04	0.16
2021-11-05	0.16
2021-11-06	0.16
2021-11-07	0.16
2021-11-08	0.16
2021-11-09	0.16
2021-11-10	0.16
2021-11-11	0.16
2021-11-12	0.16
2021-11-13	0.16
2021-11-14	0.16
2021-11-15	0.16
2021-11-16	0.16
2021-11-17	0.16
2021-11-18	0.16
2021-11-19	0.16
2021-11-20	0.16
2021-11-21	0.16
2021-11-22	0.16
2021-11-23	0.16
2021-11-24	0.16
2021-11-25	0.16
2021-11-26	0.16

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2021-11-27	0.16
2021-11-28	0.16
2021-11-29	0.16
2021-11-30	0.16
2021-12-01	0.16
2021-12-02	0.21
2021-12-03	0.21
2021-12-04	0.21
2021-12-05	0.21
2021-12-06	0.21
2021-12-07	0.21
2021-12-08	0.21
2021-12-09	0.21
2021-12-10	0.21
2021-12-11	0.21
2021-12-12	0.21
2021-12-13	0.21
2021-12-14	0.21
2021-12-15	0.21
2021-12-16	0.21
2021-12-17	0.21
2021-12-18	0.21
2021-12-19	0.21
2021-12-20	0.21
2021-12-21	0.21
2021-12-22	0.21
2021-12-23	0.21
2021-12-24	0.21
2021-12-25	0.21
2021-12-26	0.21
2021-12-27	0.21
2021-12-28	0.21
2021-12-29	0.21
2021-12-30	0.21
2021-12-31	0.21
2022-01-01	0.18
2022-01-02	0.08
2022-01-03	0.08
2022-01-04	0.08
2022-01-05	0.08
2022-01-06	0.08
2022-01-07	0.08
2022-01-08	0.08
2022-01-09	0.08
2022-01-10	0.08
2022-01-11	0.08
2022-01-12	0.08
2022-01-13	0.08
2022-01-14	0.08
2022-01-15	0.08

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-01-16	0.08
2022-01-17	0.08
2022-01-18	0.08
2022-01-19	0.08
2022-01-20	0.08
2022-01-21	0.08
2022-01-22	0.08
2022-01-23	0.08
2022-01-24	0.08
2022-01-25	0.08
2022-01-26	0.08
2022-01-27	0.08
2022-01-28	0.08
2022-01-29	0.08
2022-01-30	0.08
2022-01-31	0.08
2022-02-01	0.08
2022-02-02	0.15
2022-02-03	0.15
2022-02-04	0.15
2022-02-05	0.15
2022-02-06	0.15
2022-02-07	0.15
2022-02-08	0.15
2022-02-09	0.15
2022-02-10	0.15
2022-02-11	0.15
2022-02-12	0.15
2022-02-13	0.15
2022-02-14	0.15
2022-02-15	0.15
2022-02-16	0.15
2022-02-17	0.15
2022-02-18	0.15
2022-02-19	0.15
2022-02-20	0.15
2022-02-21	0.15
2022-02-22	0.15
2022-02-23	0.15
2022-02-24	0.15
2022-02-25	0.15
2022-02-26	0.15
2022-02-27	0.15
2022-02-28	0.15
2022-03-01	0.14
2022-03-02	0.12
2022-03-03	0.12
2022-03-04	0.12
2022-03-05	0.12
2022-03-06	0.12

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-03-07	0.12
2022-03-08	0.12
2022-03-09	0.12
2022-03-10	0.12
2022-03-11	0.12
2022-03-12	0.12
2022-03-13	0.12
2022-03-14	0.12
2022-03-15	0.12
2022-03-16	0.12
2022-03-17	0.12
2022-03-18	0.12
2022-03-19	0.12
2022-03-20	0.12
2022-03-21	0.12
2022-03-22	0.12
2022-03-23	0.12
2022-03-24	0.12
2022-03-25	0.12
2022-03-26	0.12
2022-03-27	0.12
2022-03-28	0.12
2022-03-29	0.12
2022-03-30	0.12
2022-03-31	0.12
2022-04-01	0.11
2022-04-02	0.06
2022-04-03	0.06
2022-04-04	0.06
2022-04-05	0.06
2022-04-06	0.06
2022-04-07	0.06
2022-04-08	0.06
2022-04-09	0.06
2022-04-10	0.06
2022-04-11	0.06
2022-04-12	0.06
2022-04-13	0.06
2022-04-14	0.06
2022-04-15	0.06
2022-04-16	0.06
2022-04-17	0.06
2022-04-18	0.06
2022-04-19	0.06
2022-04-20	0.06
2022-04-21	0.06
2022-04-22	0.06
2022-04-23	0.06
2022-04-24	0.06
2022-04-25	0.06

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-04-26	0.06
2022-04-27	0.06
2022-04-28	0.06
2022-04-29	0.06
2022-04-30	0.06
2022-05-01	0.07
2022-05-02	0.14
2022-05-03	0.14
2022-05-04	0.14
2022-05-05	0.14
2022-05-06	0.14
2022-05-07	0.14
2022-05-08	0.14
2022-05-09	0.14
2022-05-10	0.14
2022-05-11	0.14
2022-05-12	0.14
2022-05-13	0.14
2022-05-14	0.14
2022-05-15	0.14
2022-05-16	0.14
2022-05-17	0.14
2022-05-18	0.14
2022-05-19	0.14
2022-05-20	0.14
2022-05-21	0.14
2022-05-22	0.14
2022-05-23	0.14
2022-05-24	0.14
2022-05-25	0.14
2022-05-26	0.14
2022-05-27	0.2
2022-05-28	0.3
2022-05-29	0.3
2022-05-30	0.3
2022-05-31	0.3
2022-06-01	0.3
2022-06-02	0.53
2022-06-03	0.53
2022-06-04	0.53
2022-06-05	0.53
2022-06-06	0.53
2022-06-07	0.53
2022-06-08	0.53
2022-06-09	0.29
2022-06-10	0.12
2022-06-11	0.12
2022-06-12	0.12
2022-06-13	0.12
2022-06-14	0.12

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-06-15	0.12
2022-06-16	0.12
2022-06-17	0.12
2022-06-18	0.19
2022-06-19	0.39
2022-06-20	0.39
2022-06-21	0.39
2022-06-22	0.39
2022-06-23	0.39
2022-06-24	0.39
2022-06-25	0.39
2022-06-26	0.39
2022-06-27	0.39
2022-06-28	0.39
2022-06-29	0.39
2022-06-30	0.39
2022-07-01	0.35
2022-07-02	0.3
2022-07-03	0.3
2022-07-04	0.3
2022-07-05	0.3
2022-07-06	0.3
2022-07-07	0.3
2022-07-08	0.3
2022-07-09	0.22
2022-07-10	0.25
2022-07-11	0.25
2022-07-12	0.25
2022-07-13	0.25
2022-07-14	0.25
2022-07-15	0.25
2022-07-16	0.25
2022-07-17	0.25
2022-07-18	0.25
2022-07-19	0.25
2022-07-20	0.12
2022-07-21	0.08
2022-07-22	0.08
2022-07-23	0.08
2022-07-24	0.08
2022-07-25	0.08
2022-07-26	0.08
2022-07-27	0.08
2022-07-28	0.08
2022-07-29	0.08
2022-07-30	0.08
2022-07-31	0.08
2022-08-01	0.1
2022-08-02	0.1
2022-08-03	0.1

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-08-04	0.08
2022-08-05	0.02
2022-08-06	0.02
2022-08-07	0.02
2022-08-08	0.02
2022-08-09	0.02
2022-08-10	0.02
2022-08-11	0.02
2022-08-12	0.02
2022-08-13	0.02
2022-08-14	0.02
2022-08-15	0.02
2022-08-16	0.02
2022-08-17	0.02
2022-08-18	0.02
2022-08-19	0.02
2022-08-20	0.02
2022-08-21	0.02
2022-08-22	0.02
2022-08-23	0.02
2022-08-24	0.02
2022-08-25	0.02
2022-08-26	0.02
2022-08-27	0.02
2022-08-28	0.02
2022-08-29	0.02
2022-08-30	0.02
2022-08-31	0.02
2022-09-01	0.02
2022-09-02	0.02
2022-09-03	0.02
2022-09-04	0.02
2022-09-05	0.02
2022-09-06	0.02
2022-09-07	0.02
2022-09-08	0.02
2022-09-09	0.02
2022-09-10	0.02
2022-09-11	0.02
2022-09-12	0.02
2022-09-13	0.02
2022-09-14	0.02
2022-09-15	0.02
2022-09-16	0.02
2022-09-17	0.02
2022-09-18	0.02
2022-09-19	0.02
2022-09-20	0.02
2022-09-21	0.02
2022-09-22	0.02

Date	***Taux de salissure* / Soiling rate PV [%/day]**
2022-09-23	0.02
2022-09-24	0.02
2022-09-25	0.02
2022-09-26	0.02
2022-09-27	0.02
2022-09-28	0.02
2022-09-29	0.02
2022-09-30	0.02
2022-10-01	0.02
2022-10-02	0.02
2022-10-03	0.06
2022-10-04	0.14
2022-10-05	0.14
2022-10-06	0.14
2022-10-07	0.14
2022-10-08	0.14
2022-10-09	0.14
2022-10-10	0.14
2022-10-11	0.14
2022-10-12	0.14
2022-10-13	0.14
2022-10-14	0.19
2022-10-15	0.32
2022-10-16	0.32
2022-10-17	0.32
2022-10-18	0.32
2022-10-19	0.32
2022-10-20	0.32
2022-10-21	0.32
2022-10-22	0.32
2022-10-23	0.32
2022-10-24	0.24
2022-10-25	0.25
2022-10-26	0.25
2022-10-27	0.25
2022-10-28	0.25

Table 12: Taux de salissure quotidiens / Daily soiling rates.

7.4 *Échantillonneur de corrosion (taux de corrosion)* / Corrosion sampler (Corrosion rate)

L'échantillonneur de corrosion sera démonté de la station lors de la visite de maintenance après environ 12 mois de mesures. Les échantillons de métal seront alors envoyés au laboratoire Fraunhofer pour analyse et calcul de la vitesse de corrosion. Les résultats seront inclus dans le rapport de mesure final à la fin de la campagne de mesure actuelle.

The corrosion sampler will be dismounted from the station during the maintenance visit after approximately 12 months of measurements. The metal samples will then be sent to the Fraunhofer lab for analysis and corrosion rate calculations. The results will be included in the final measurement report at the end of the current measurement campaign.

8 *Contrôle de la qualité des données et incertitude des mesures* / Data quality control and measurement uncertainty

Comme décrit dans le chapitre 3.3, les données de mesure ont été contrôlées de façon continue pendant toute la période rapportée. Cela permet de s'assurer que tout dysfonctionnement de l'équipement, toute influence extérieure, tout dommage ou toute maintenance locale insuffisante (en particulier le nettoyage des capteurs d'irradiance et des panneaux d'encrassement) est détecté et résolu le plus tôt possible pendant le fonctionnement de la station.

En complément, les données de mesure pour la période couverte par le rapport ont été évaluées par un certain nombre de contrôles de la qualité et de la cohérence des données et l'incertitude de mesure a été estimée pour les données d'irradiation mesurées conformément aux lignes directrices des meilleures pratiques.

Ce chapitre décrit certains des contrôles effectués pour évaluer la consistance et la qualité des données, ainsi qu'une estimation de l'incertitude des mesures. La section 8.5 donne des informations sur les sommes moyennes à long terme de la GHI et de la DNI, sur l'adaptation au site des données satellitaires avec les données de mesure au sol et sur l'incertitude réalisable estimée des sommes moyennes à long terme de la GHI et de la DNI.

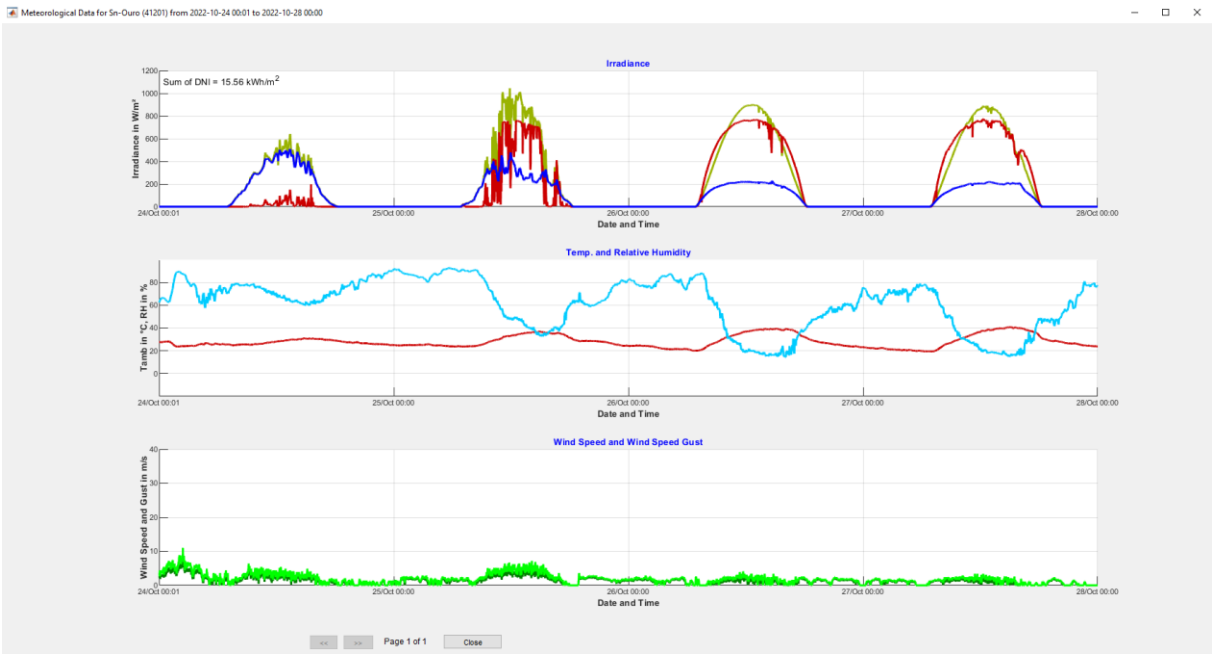


Figure 38 : Contrôle de qualité de données de mesure / Measurement data quality control.

As described in chapter 3.3, the measurement data was closely monitored throughout the reported measurement period. This is to make sure any malfunctioning of the equipment, external influence, damage or insufficient local maintenance (especially the cleaning of the irradiance sensors and the soiling panels) is detected and resolved as early as possible during the operation of the station.

In addition, the measurement data for the reported period was assessed by a number of data quality and consistency checks and the measurement uncertainty was estimated for the measured irradiation data according to best practice guidelines.

This chapter describes some of the performed consistency and data quality assessment checks as well as an estimation of the measurement uncertainty. In section 8.5, information on the long-term GHI and DNI average sums, site adaptation of satellite data with the ground measurement data and the estimated achievable uncertainty of long-term GHI and DNI average sums is provided.

8.1 *Indice de ciel clair* / Clear sky index

En comparant la mesure de la GHI au GHI par ciel clair, qui peut être obtenu à partir du service CAMS McClear[1], on obtient l'indice de ciel clair. Il s'agit de la fraction de la GHI mesuré par rapport au GHI par temps clair. Pour les jours de ciel clair, on s'attend à ce que l'indice de ciel clair soit proche de 1 et pour les périodes altérées par les nuages, l'indice de ciel clair s'écarte significativement de 1. Sur les sites où le ciel est fréquemment clair, une ligne horizontale de points devrait donc se former à la valeur de 1. Un facteur d'étalonnage incorrect du capteur ou une autre source de biais de mesure entraînerait la formation d'une ligne de points au-dessus ou au-dessous de la ligne horizontale à la valeur de 1.

Comme le montre la Figure 39, l'indice de ciel clair pour ce site est distribué autour de 1 pendant la période avec plus de jours de ciel clair, indiquant une bonne coïncidence entre les mesures de la GHI et la GHI par ciel clair modélisé. Cependant, la large distribution autour de 1 indique qu'il y a généralement peu de jours de ciel clair.

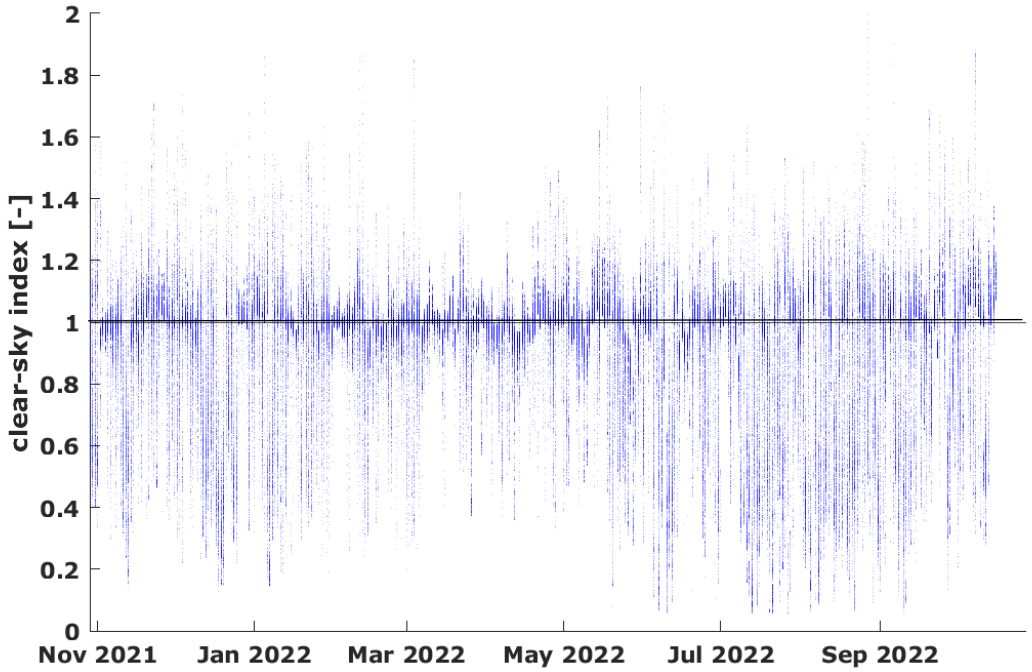


Figure 39: Indice ciel clair pour la GHI (resolution 1min) / Clear-sky index for the GHI (1min resolution).

When comparing the GHI measurement to the clear-sky GHI, which can be obtained from the CAMS McClear radiation service[2], one obtains the clear-sky index. It is the fraction of the measured GHI to the clear-sky GHI. For clear-sky days, the clear-sky index is expected to be close to 1 and for time stamps impaired by clouds, the clear-sky index deviates significantly from 1. On sites with frequent clear sky, a horizontal line of points should therefore form at the value of 1. An incorrect sensor calibration factor for the or another source of measurement bias would lead to a line of points forming above or below the horizontal line at a value of 1.

As Figure 39 shows, the clear-sky index for this site is distributed around 1 during the period with more clear sky days, indicating a good coincidence between the GHI measurements and the modelled clear-sky GHI. The broad distribution around 1 indicates that there are few clear-sky days, however.

[1] http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-mcclear
[2] http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-mcclear

8.2 *Évaluation de qualité de données* / Data quality assessment

La Figure 40 montre la représentation « multi-plot » des données de mesure. La GHI provient du pyranomètre CMP10 (non ombragé), tandis que la DNI et la DHI (appelés « DIF » dans la Figure 40) proviennent du pyrhéliomètre CHP1 et pyranomètre CMP10 (ombragé) respectivement. La comparaison entre la GHI mesurée et la GHI calculée à partir de la DNI et de la DIF est présentée sur le côté gauche, dans les deuxième et troisième lignes. Tous les indicateurs du contrôle de qualité sont représentés par des points rouges dans les deux graphiques.

La représentation des K-Tests est montrée dans la deuxième colonne de la troisième et quatrième ligne. Les lignes bleues représentent les limites des K-Tests. De plus amples informations sur les K-Tests peuvent être trouvées ici[3]. Les points de données noirs sont des points en dehors de la limite du test et en dehors de la limite d'irradiation minimale du test. Les points de données marqués sont indiqués en rouge. En plus des K-Tests, les tests de fermeture du BSRN, le test des limites extrêmement rares et physiquement possibles ainsi que le test du tracker-off sont appliqués[4].

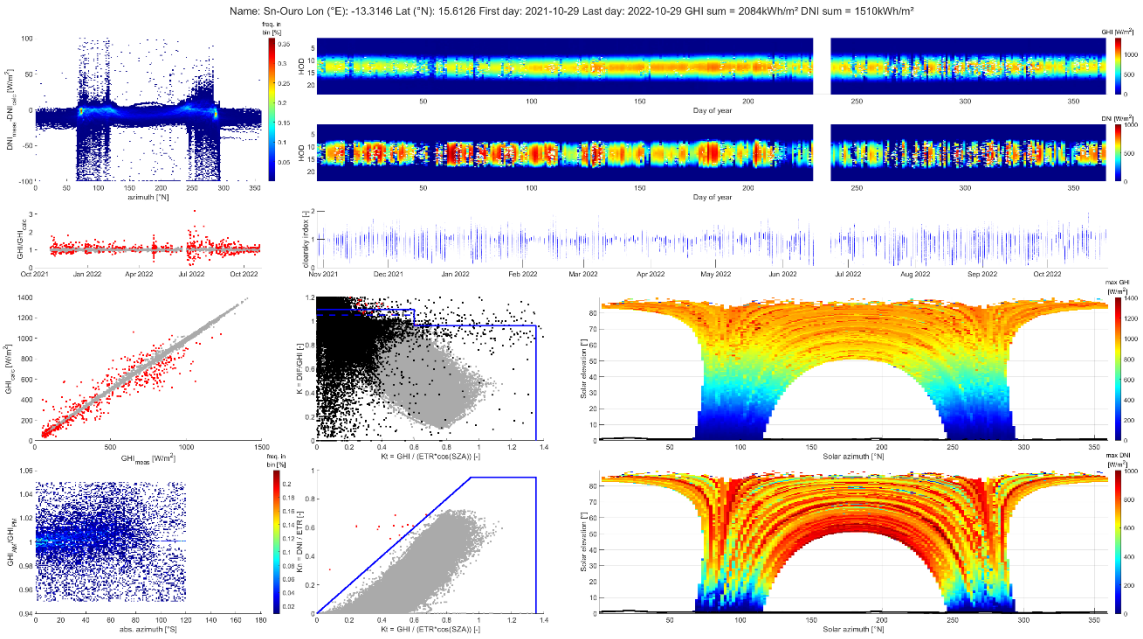


Figure 40: Aperçu graphique de l'évaluation de la qualité des données (résolution 1min) / Multiplot overview of the data quality assessment (1min resolution).

Figure 40 shows the multiplot representation of the measurement data. The GHI is measured with an (unshaded) CMP10 pyranometer, while the DNI and DHI (named “DIF” in Figure 40) are measured with a CHP1 pyrheliometer and a (shaded) CMP10 pyranometer respectively. Comparison between GHI measured and GHI calculated from the DNI and DIF is shown on the left side, in second and third row. All flags from the quality control are shown as red dots in both plots.

The representation of the K-Tests are shown in the second column in the third and fourth row. The blue lines represent the limits of the K-Tests. Further information on the K-Tests can be found here[5]. The black data points are points outside the limit of the test and outside of the minimal irradiation limit of the test. Flagged data points are shown in red. Additionally to the K-Tests, the BSRN’s closure tests and extremely rare and physically possible limits test as well as the tracker-off test are applied[6].

[3] https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/seri-qc.html
[4] http://proceedings.ises.org/?doi=swc.2021.38.02
[5] https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/seri-qc.html
[6] http://proceedings.ises.org/?doi=swc.2021.38.02

8.3 *Comparaisons données d'irradiance* / Irradiance data comparison

Comme les trois composantes du rayonnement solaire sont mesurées, elles peuvent être comparées entre elles en calculant une composante à partir des deux autres, puis en comparant la DNI calculé au DNI mesuré. La DNI peut être calculé selon la formule suivante :

$$DNI_{calc} = \frac{GHI-DHI}{\cos(SZA)}, \qquad \textit{avec } SZA\textit{: angle zénithal solaire}$$

De même, la GHI peut être calculé à partir de la DNI et de la DHI.

As all three components of the solar irradiance are being measured, they can be compared to each other by calculating one component from the other two and then comparing the calculated DNI to the measured one. The DNI can be calculated according to the following formula:

$$DNI_{calc} = \frac{GHI-DHI}{\cos(SZA)}, \qquad \text{with } SZA\text{: Solar Zenith Angle}$$

Similarly, the GHI can be calculated from the DNI and the DHI.

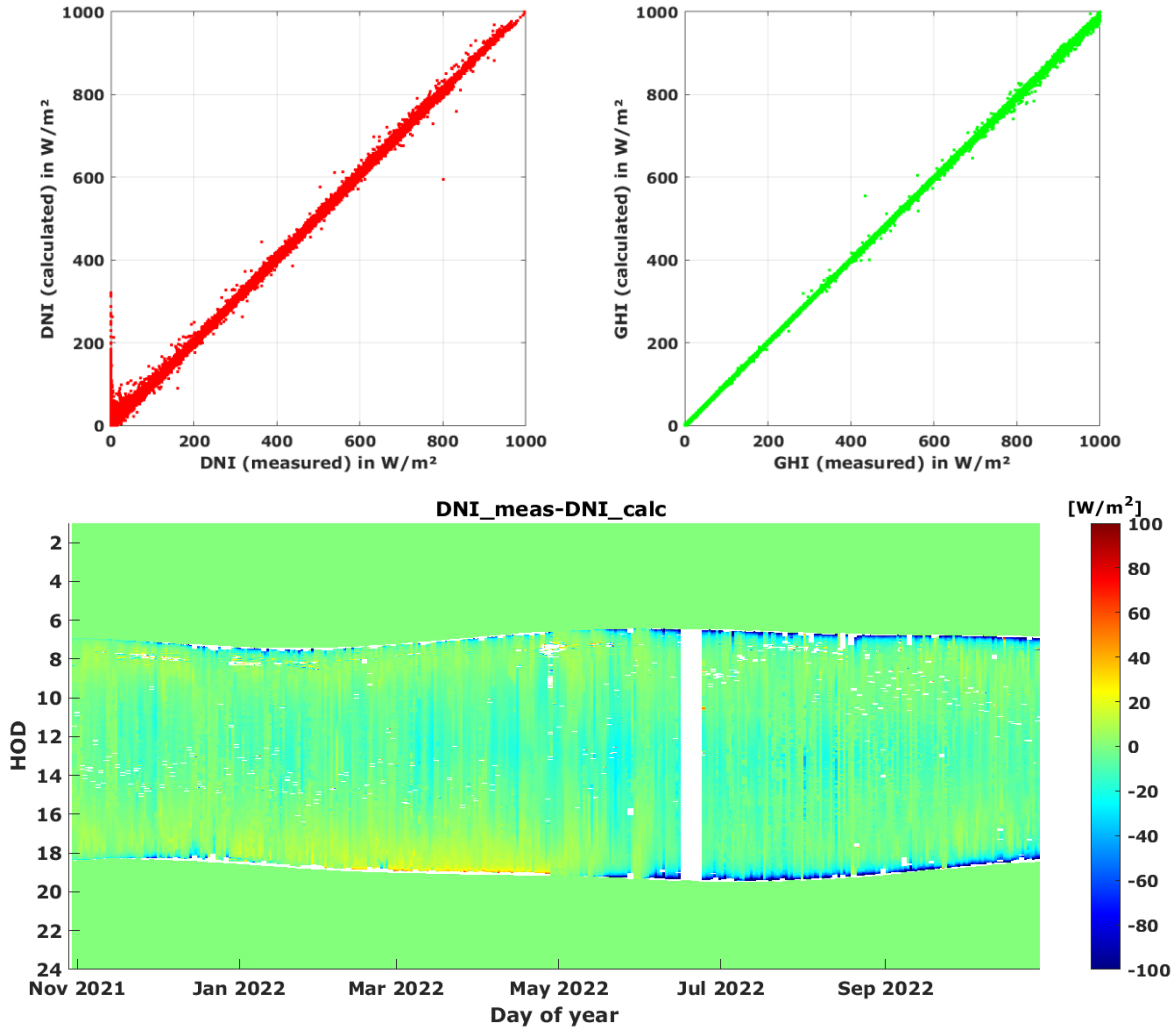


Figure 41: DNI calculé à partir de la GHI et de la DHI en comparaison avec la DNI mesuré (en haut, gauche), GHI calculé à partir de la DNI et de la DHI en comparaison avec la GHI mesuré (en haut, droite). DNI calculé à partir de la GHI et de la DHI en comparaison avec la DNI mesuré pour la période rapportée (en bas) / DNI calculated from GHI and DHI in comparison with the measured DNI (top, left), GHI calculated from DNI and DHI in comparison with the measured DNI (top, right), DNI calculated from GHI and DHI in comparison with the measured DNI for the reported measurement period (bottom).

8.4 *Incertitude de mesure* / Measurement uncertainty

Cette section donne des informations sur l'incertitude de mesure estimée pour les valeurs d'irradiation mesurées. Les stations Tier1 installées dans ce projet, la GHI et la DHI sont mesurés par un pyranomètre CMP10 ventilé tandis que le DNI est mesuré par un pyrhéliomètre CHP1 tracké.

This section gives information on the estimated measurement uncertainty for the measured irradiation values. The Tier1 stations installed in this project, the GHI and the DHI are measured by a ventilated CMP10 pyranometers while the DNI is measured by a tracked CHP1 pyrheliometer.

8.4.1 Mesures de la DNI / DNI measurements

Dans le Manuel des meilleures pratiques, troisième édition[7], les incertitudes d'étalonnage typiques des pyrhéliomètres sont estimées à ±1,8% (avec un niveau de confiance de 95%). Le certificat d'étalonnage du pyrhéliomètre CHP1 installé indique une valeur inférieure de ±1,1%. Puisque cela est bien justifié et que la vérification de l'étalonnage n'a donné aucune raison de douter, cette valeur inférieure est supposée être applicable.

Sur le terrain, l'accent a été mis sur l'utilisation d'un équipement de mesure de haute qualité (capteurs de haute précision, suiveur solaire et enregistreur de données), sur une installation et un alignement excellent et sur un entretien et un nettoyage régulier. Le manuel estime que l'incertitude DNI de la campagne de mesure finale de haute qualité est de ±2,0 % à ±2,5 % pour les pyrhéliomètres pour les valeurs subhoraires (à un intervalle de confiance de 95 %).

Pour cette campagne de mesure, une incertitude de mesure de ±2,0% (à un intervalle de confiance de 95%) pour les valeurs DNI est estimée (après avoir filtré et exclu les valeurs avec une mauvaise coïncidence comme décrit ci-dessus).

In the Best Practices Handbook, third Ed.[8], typical calibration uncertainties for pyrheliometers are estimated with ±1.8% (at 95% level of confidence). The calibration certificate for the installed CHP1 pyrheliometer states a lower value of ±1.1%. Since this is well justified and the calibration verification did not give any reason of doubt, this lower value is assumed to be applicable.

In the field, much focus was given on using high-class measurement equipment (high-accuracy sensors, sun tracker and datalogger), excellent installation and alignment and regular maintenance and cleaning. The handbook estimates high-quality final measurement campaign DNI uncertainty with ±2.0% to ±2.5% for pyrheliometers for sub-hourly values (at 95% confidence interval).

For this measurement campaign, a measurement uncertainty of ±2.0% (at 95% confidence interval) for DNI values is estimated (after filtering and excluding values with bad coincidence as described above).

8.4.2 Mesures de la GHI et DHI / GHI and DHI measurements

Dans la littérature, l'incertitude de l'étalonnage du pyranomètre est estimée à ±3% pour des angles zénithaux solaires (SZA) de 30° à 60°. Les mesures sur le terrain dans le cadre de campagnes de mesures bien entretenues peuvent être estimées avec des incertitudes de ±3,0% pour les SZA entre 30° et 60° et jusqu'à ±5,0% selon l'entretien. En raison du bon respect du programme de maintenance et de nettoyage, l'incertitude due à l'encrassement des capteurs est estimée non significative.

Les certificats d'étalonnage des pyranomètres CMP10 installés indiquent une valeur de ±1,44%. L'étalonnage en laboratoire est effectué à un angle d'incidence fixe, cette valeur remplace donc l'estimation de la littérature de ±3%. Comme cette valeur est bien justifiée et que la vérification de l'étalonnage n'a donné aucune raison de douter, la valeur de ±1,44% est acceptée.

[7] https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf chapitre 7-7
[8] https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77635.pdf chapter 7-7

Pour cette campagne de mesure, une incertitude de mesure (à un intervalle de confiance de 95 %) de ±3,0 % pour toutes les valeurs GHI à SZA entre 30° et 60° est estimée.

Cette incertitude comprend l'incertitude d'étalonnage du fabricant et l'incertitude due aux facteurs suivants

- *Réponse zénithale*
- *Réponse azimutale*
- *Réponse spectrale*
- *Non-linéarité*
- *La réponse en température*
- *Vieillissement par an*

selon les valeurs de la littérature dans le Manuel des meilleures pratiques.

In the literature, pyranometer calibration uncertainty is estimated with ±3% for solar zenith angles (SZA) from 30° to 60°. Field measurements in well-maintained measurement campaigns can be estimated with uncertainties of ±3.0% for SZA between 30° and 60° and up to ±5.0% depending on the maintenance. Due to the good adherence to the maintenance and cleaning schedule the uncertainty due to sensor soiling is estimated to be non-significant.

The calibration certificates for the installed CMP10 pyranometers state a value of ±1.44%. Calibration in the laboratory is done at a fixed incidence angle, thus this value replaces the literature estimate of ±3%. Since this is well justified and calibration verification did not give any reason of doubt, the value of ±1.44% is accepted.

For this measurement campaign, a measurement uncertainty (at 95% confidence interval) of ±3.0% for all GHI values at SZA between 30° and 60° is estimated.

This includes the calibration uncertainty from the manufacturer and the uncertainty due to

- Zenith response
- Azimuth response
- Spectral response
- Nonlinearity
- Temperature response
- Aging per year

according to literature values in the Best Practices Handbook.

8.5 *Sommes annuelles et incertitude de GHI et DNI à long terme* / Yearly sum and uncertainty of long-term GHI and DNI

8.5.1 *Sommes annuelles de GHI et DNI à long terme* / Yearly sums of long-term GHI and DNI

Les valeurs moyennes à long terme pour la GHI et la DNI ainsi que d'autres paramètres pertinents pour l'évaluation des ressources solaires sont généralement obtenus à partir de données satellitaires à long terme pour un site de projet d'énergie solaire. Les données provenant de plusieurs années de données satellitaires (généralement 20 ans ou plus) sont moyennées pour obtenir, par exemple, des valeurs moyennes annuelles. Pour améliorer la précision des données satellitaires, les données de mesure au sol peuvent être utilisées pour effectuer une adaptation des données satellitaires au site.

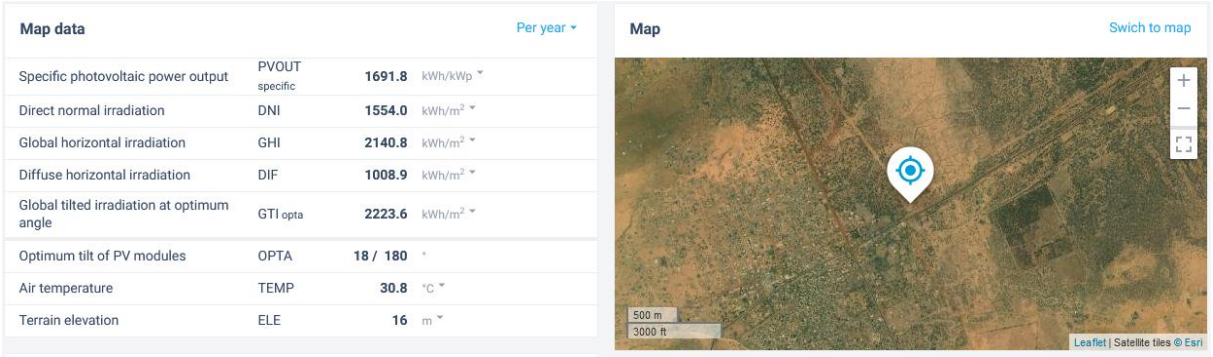


Figure 42: Valeurs moyennes annuelles obtenues à partir du Global Solar Atlas pour le site de Ourossogui, au Sénégal / Yearly average values obtained from the Global Solar Atlas for the site in Ourossogui, Senegal.

The long-term average values for the GHI and the DNI as well as other relevant parameters for solar resource assessment are usually obtained from long-term satellite data for a given project site. The data from several years of satellite data (usually 20 years or more) are averaged to obtain e.g., yearly average values. To improve the accuracy of the satellite data, ground based measurement data can be used to perform site adaptation of the satellite data.

8.5.2 *Adaptation du site et incertitude de la GHI et de la DNI à long terme* / Site adaptation and uncertainty of long-term GHI and DNI

L'incertitude à long terme de la GHI et de la DNI ne peut être estimée qu'avec des données à long terme provenant d'un fournisseur de données de satellites. L'incertitude est plus élevée que dans les autres régions, en particulier dans les régions où il n'existe que peu de stations jusqu'à présent. Le Global Solar Atlas indique que pour la GHI, on peut s'attendre à une incertitude de ±8% et de ±14% pour la DNI dans la région de la station (pays au climat tropical humide (par exemple, les régions équatoriales d'Afrique, d'Amérique et du Pacifique, les Philippines, l'Indonésie et la Malaisie) et les zones côtières (environ jusqu'à 15 km d'un plan d'eau)) [9].

Selon le contractant de la Banque mondiale pour l'Atlas solaire mondial (Solargis), l'incertitude des valeurs à long terme pour un site spécifique peut être réduite de manière significative en fonction de la période de mesures au sol disponible. La disponibilité d'une série de données sur 12 mois réduit l'incertitude réalisable comme le montre le diagramme ci-dessous.

[9] https://globalsolaratlas.info/support/accuracy

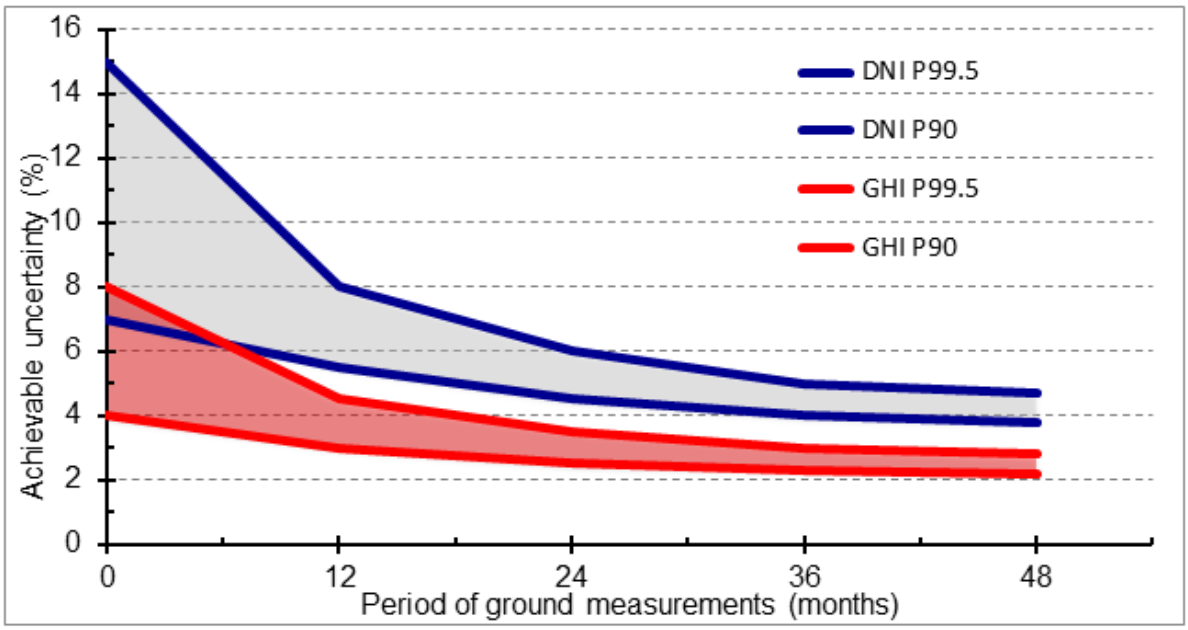


Figure 43: Incertitude réalisable pour les données GHI et DNI moyennes à long terme par rapport à la disponibilité des données de mesure au sol pour l'adaptation au site / Achievable uncertainty for long-term average GHI and DNI data in relation to the availability of ground measurement data for site-adaptation (source: https://solargis.com/docs/methodology/site-adaptation).

The long-term uncertainty of GHI and DNI can only be estimated with long-term data from a satellite data provider. Especially in regions where few stations so far existed, the uncertainty is higher than in other regions. The Global Solar Atlas states that for GHI an uncertainty of up to ±8% and ±14% for DNI can be expected for the region of the station (Countries in humid tropical climate (e.g. equatorial regions of Africa, America and Pacific, Philippines, Indonesia and Malaysia) and coastal zones (approx. up to 15 km from a body of water))[10].

According to the contractor of World Bank for the Global Solar Atlas (Solargis) the uncertainty of the long-term values for a specific site can be reduced significantly according to the available period of ground measurements. The availability of a 12-month data series reduces the achievable uncertainty as shown in the diagram below.

[10] https://globalsolaratlas.info/support/accuracy

9 *Documentation photographique* / Photographic documentation

9.1 *Installation (octobre 2021)* / Installation (October 2021)

***Figure 44: Clôture et fondation* / Fence and foundations.**

***Figure 45 : Fondations du mât du vent* / Wind mast foundations.**

***Figure 46: Préparatifs du mât du vent* / Wind mast preparations.**

***Figure 47 : Fondations du mât du vent, câble de terre fixé au boulon de terre, tube de protection pour les câbles du mât du vent* / Wind mast foundations, ground cable fixed to ground bolt, protective tube for wind mast cables.**

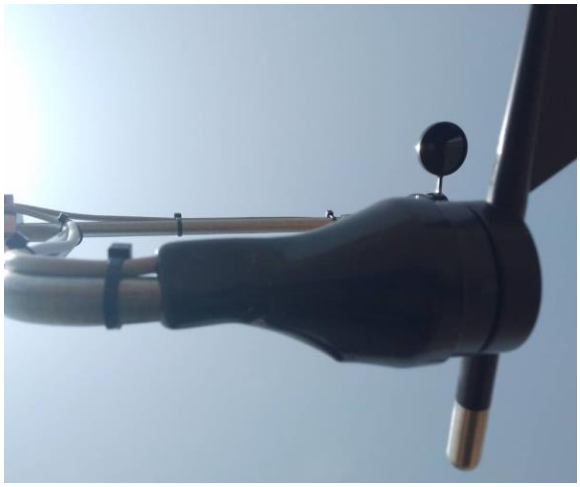


***Figure 48: Marque nord du capteur de direction du vent alignée avec le cantilever de montage et la direction du nord. /* Wind direction sensor north mark aligned with mounting cantilever and north direction.**

***Figure 49: Capteurs de vent installés sur le mât du vent /* Wind sensors installed on wind mast.**

***Figure 50: Mât du vent installé capteur de direction du vent orienté vers le nord /* Wind mast erected; wind direction sensor orientated to north.**

***Figure 51: Numéro de série du pyranomètre CMP10 (GHI) /* CMP10 pyranometer serial number (GHI).**

***Figure 52: Numéro de série du pyranomètre CMP10 (DHI) /* CMP10 pyranometer serial number (DHI).**

***Figure 53: Mise à niveau du pyranomètre CMP10 (GHI) /* CMP10 pyranometer leveling (GHI).**

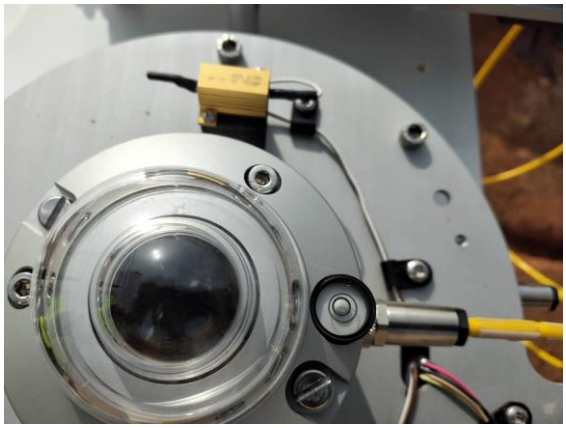


***Figure 54: Mise à niveau du pyranomètre CMP10 (GHI) /* CMP10 pyranometer leveling (DHI).**

***Figure 55: Mise à niveau du tracker /* Tracker leveling.**

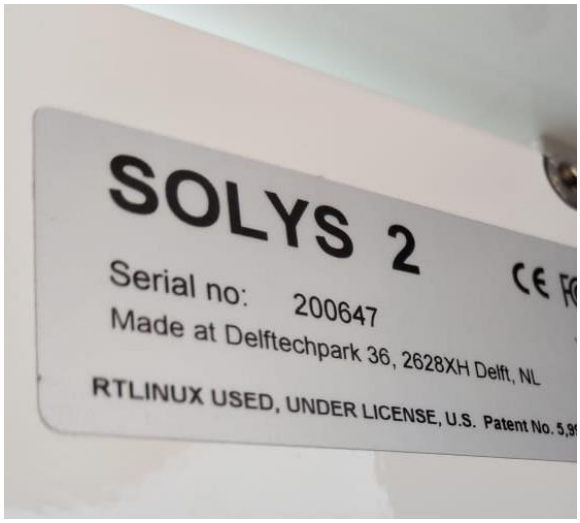


***Figure 56 : Numéro de série du tracker /* Serial number of tracker.**

***Figure 57 : Tracker installé /* Installed tracker.**

***Figure 58 : Número de serie du sun sensor /* Sun Sensor serial number.**

***Figure 59: Capteur de pluie et échantillonneur de corrosion /* Rain sensor and corrosion sampler.**

***Figure 60 : Numéro de série du pyrhelimètre /* Pyrheliometer serial number.**

***Figure 61: Numéro de série du capteur de pluie /* Rain sensor serial number.**

***Figure 62: Mise à niveau du dispositif d'ombrage /* Shading assembly alignment.**

***Figure 63 : Alignement du pyrhéliomètre /* Pyrheliometer alignment.**

***Figure 64: Capteur T/RH et antenne du modem /* T/RH sensor and modem antenna.**

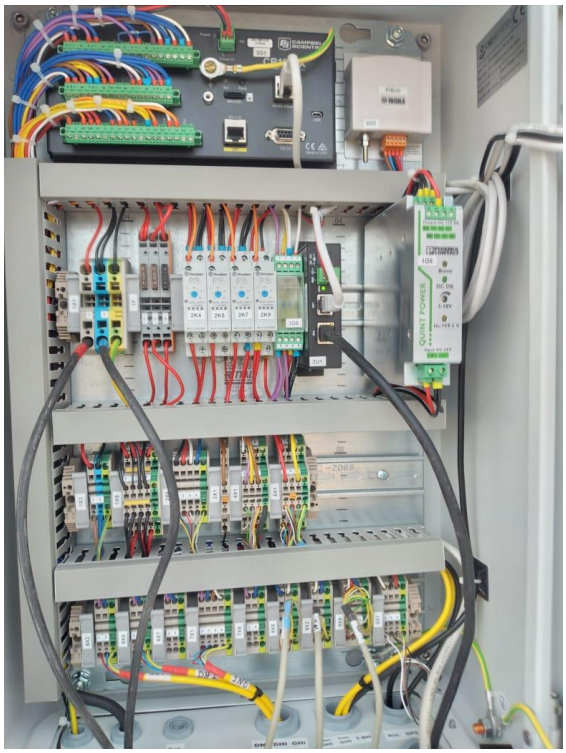


***Figure 65: Intérieur du boîtier de contrôl /* Control box interior.**

***Figure 66: Ruteur LTE /* LTE router.**

***Figure 67: Assemblage de la structure PV-S + modules /* Assembly of PV-S structure + modules.**

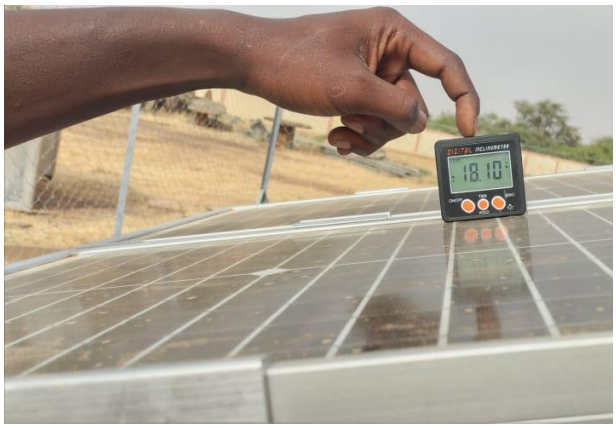


***Figure 68: Structure de support PV-S avec un angle d'inclinaison de 18° vers le sud /* PV-S support structure with 18° tilt angle towards South.**

***Figure 69: Echantillonneur de corrosion serial number* / Corrosion sampler serial number.**

***Figure 70 : Système d'alimentation* / Power supply PV system.**

***Figure 71 : Tracker solaire, capteurs et panneaux PV du système de mesure de salissure (PV-S)* / Solar tracker, sensors and PV panels of soiling measurement system (PV-S).**

***Figure 72 : Structure de montage, suiveur solaire, capteurs et boîtier de contrôle avec le logo WAPP /* Mounting structure, solar tracker, sensors and control box with WAPP logo.**

***Figure 73: Armoire avec logo de l'EEEOA /* Frame with WAPP logo.**

***Figure 74 : Panneau d'information (exemple) /* Information panel (example picture).**

Figure 75 : Installation finale de la station vue de sud-oest/ **Final station installation as seen from south-west.**

Figure 76 : Installation finale de la station vue de sud / **Final station installation as seen from south.**

9.2 *Visite de maintenance (avril 2022)* / Maintenance visit (April 2022)

Figure 77: Vue d'ensemble de la station de mesure / Measurement station overview.

Figure 78: Pyranomètres et ventilations sur le tracker solaire / Pyranometers and ventilation units on solar tracker.

Figure 79: Mise à niveau du pyranomètre CMP10 (GHI) / CMP10 pyranometer leveling (DHI).

Figure 80: Mise à niveau du tracker / Tracker leveling.

Figure 81: Alignement de l'assemblage de l'ombrage / Shading assembly alignment.

Figure 82 : Alignement du pyrhéliomètre / Pyrheliometer alignment.

Figure 83 : Changement du dissécant de Pyrheliometer / Change of pyrheliometer dissecant.

Figure 84: Filtres de l'unité de ventilation après leur remplacement / Ventilation unit filters after replacement.

Figure 85: Intérieur du boîtier de contrôle / Rain sensor cleaning.

Figure 86: Ruteur LTE / Rain sensor cleaning and levelling.

Figure 87: Assemblage de la structure PV-S + modules / Assembly of PV-S structure + modules.

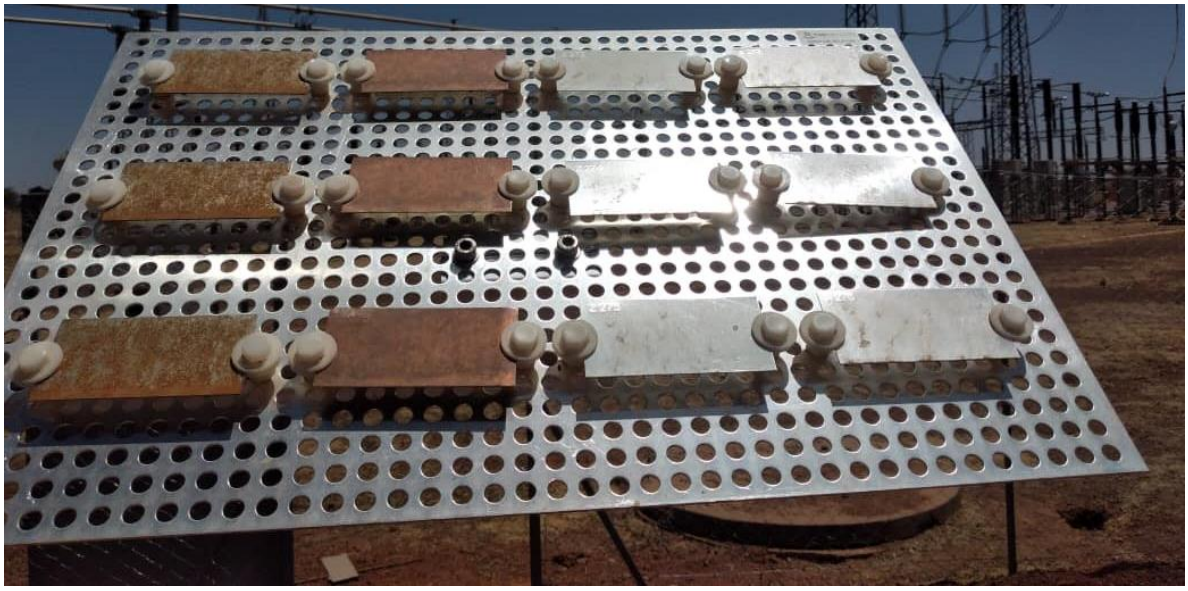


Figure 88: Echantillonneur de corrosion / Corrosion sampler.

Figure 89 : Matériel de rechange restant / Spare material left.

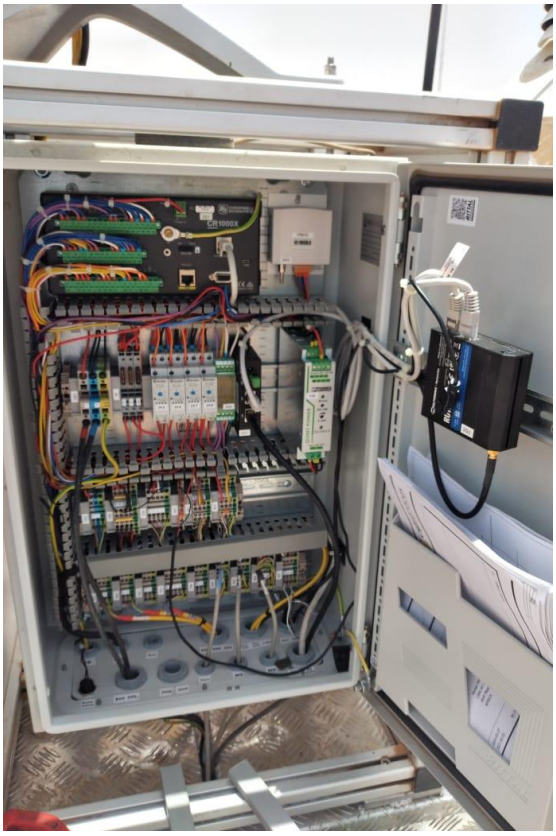


Figure 90 : Intérieur de l'armoire principale / Interior of main cabinet.

Figure 91 : Tracker solaire, capteurs et panneaux PV du système de mesure de salissure (PV-S) / Solar tracker, sensors and PV panels of soiling measurement system (PV-S).

Figure 92 : Structure de montage, tracker solaire, capteurs et boîtier de contrôle / Mounting structure, solar tracker, sensors and control box.

Figure 93 : Vue générale de la station / General view of the station.

9.3 *Visite de maintenance (juin 2022)* / Maintenance visit (June 2022)

Figure 94: Alignement du pyrhéliomètre avant ajustement / Pyrheliometer alignment before adjustment.

Figure 95: Alignement du pyrhéliomètre / Pyrheliometer alignment.

Figure 96: Alignement de l'assemblage de l'ombrage avant ajustement / Shading assembly alignment before adjustment.

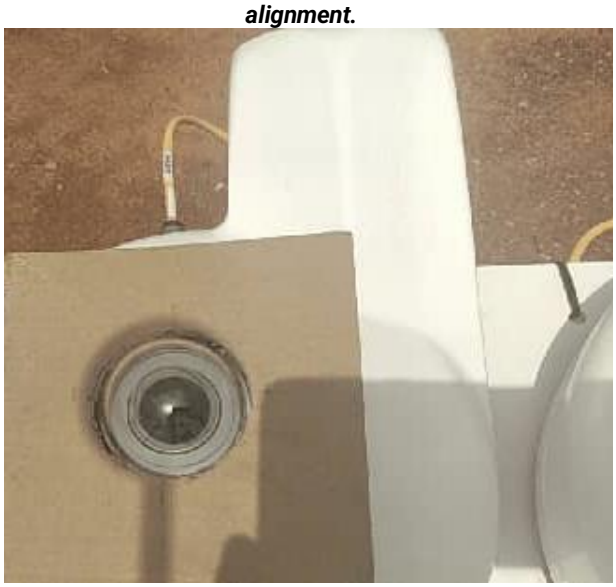


Figure 97: Alignement de l'assemblage de l'ombrage / Shading assembly alignment.

10 *Procédures et certificats d'étalonnage* / Calibration procedures and certificates

10.1 *Étalonnage des capteurs lors de l'installation de la station* / Calibration of sensors upon station installation

Cette section fournit les certificats d'étalonnage pour chaque capteur. Tous les équipements de mesure sont neufs, non utilisés et incluent les étalonnages d'usine. L'étalonnage des pyranomètres est traçable à la Référence Radiométrique Mondiale établie à Davos, Suisse.

Paramètre mesuré **Measured parameter**	***Type de capteur*** **Sensor type**	***Numéro de série*** **Serial number**	**Date d'étalonnage** **Calibration date**	**Date d'installation** **Installation date**
DHI	Kipp&Zonen CMP10	208551	2020-11-30	2021-10-27
GHI	Kipp&Zonen CMP10	208550	2020-11-30	2021-10-27
DNI	Kipp&Zonen CHP1	200843	2020-11-19	2021-10-27
Wind speed (WS)	NRG40C anemometer	179500332864	2020-10-26	2021-10-27
Wind direction (WD)	NRG #200M wind vane	1007000008854	2020-12-03	2021-10-27
Barometric pressure (BP)	Vaisala PTB110 (CS106)	T1010144	2021-03-08	2021-10-27

Table 13: Certificats d'étalonnage / Calibration certificates.

This section provides the calibration certificates for each sensor. All measurement equipment is new, unused and includes factory calibrations. The calibration of the pyranometers is traceable to the World Radiometric Reference established in Davos, Switzerland

10.1.1 CMP10 pyranometer (DHI)

OTT HydroMet
ilac-MRA
RvA CALIBRATION RvA K 180
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER	022319208551
PYRANOMETER MODEL	CMP 10
SERIAL NUMBER	208551
CALIBRATION DATE	30 November 2020
INSTRUMENT CLASS	ISO 9060, Class A (Sec. Standard)*
CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9847 par5.3.2, A3
REFERENCE PYRANOMETER	Kipp & Zonen CMP 21 sn 070115 active from 01 January 2020
REFERENCE PYRANOMETER CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9846 par5
CALIBRATION LOCATION	Delft The Netherlands
CUSTOMER	
REMARKS	

Delft, The Netherlands, 30 November 2020

Joop Mes

J. Mes
(in charge of calibration facility)

F. de Wit

F. de Wit
(in charge of test)

Page: 1 of 2

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet
ilac-MRA
RvA CALIBRATION RvA K 180
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 022319208551

Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp and a reflector with a diameter of 16.2 cm. The lamp is positioned 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference- and test pyranometer are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. Temperature during calibration: 22 °C ± 2 °C.

Hierarchy of traceability

The measurements have been executed using standards for which the traceability to international standards has been demonstrated towards the RvA.

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under clear sky conditions using the "alternating sun-and-shade method" ISO 9846 paragraph 5. The measurements were performed in Tabernas, Spain (latitude: 37.094', longitude: -2.3547 , altitude: 503m above sea level). Dates of measurements: 2019 June 13-14, 17-18.
The receiver surface was pointed directly at the sun using a solar tracker. During the comparisons, the instrument received tilted global radiation intensities from 635 W/m² to 1050.9 W/m² with a mean of 1011.6 W/m² and tilted diffuse radiation intensities from 88.2 W/m² to 183.7 W/m² with a mean of 122.0 W/m². The ambient temperature ranged from +19.9 °C to +32.0 °C with a mean of +26.8 °C.
The direct radiation on the reference pyranometer as obtained with the alternating-sun-shade method was compared to the DNI measured by the absolute cavity pyrheliometer PMO6 SN 0807. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrheliometer Comparison (IPC). WRR factor of PMO6: 1.00444 (from the last NPC-2019).

This calibration proved that the reference pyranometer has been stable and that the original sensitivity 8.75 µV/(W/m²) ± 0.11 µV/(W/m²) is valid and will be applied (see PMOD calibration details). Observed sensitivity differences between the consecutive years are well within the calibration uncertainty.

PMOD calibration details: The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The pyranometer was installed horizontally. During the comparisons, the global radiation ranged from 665 W/m² to 1082 W/m² with a mean of 897 W/m². The solar zenith angle varied from 25.3° to 50.0° with a mean of 33.7°. The ambient temperature ranged from +15.3 °C to +25.3 °C with a mean of +20.7 °C. The sensitivity calculation is based on 623 individual measurements. The readings of the WSG are referred to the World Radiometric Reference (WRR). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ±0.3%. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are:8.75 ± 0.11 µV/W/m². The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143 , longitude: -9.8458', altitude: 1558 m above sea level). Dates of measurements: 15-19, 25 July 2014. Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR- factor: 0.998623 from the last international Pyrheliometer Comparison, NPC-2019) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 (ventilated with heated air).

SENSITIVITY	9.85 µV/(W/m²) at normal incidence on horizontal pyranometer
UNCERTAINTY	0.14 µV/(W/m²) = 1.39 %
IMPEDANCE	24 ± 1.5 Ω

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of the following components.
1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 is ±0.11/8.75 = ±1.26% (k=2). See traceability text.
2. The expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be ±0.5% (k=2).
3. The estimated uncertainty of the WRR relative to SI: ±0.3% (k=2).
The expanded uncertainty is: $\sqrt{(1.26\%^2 + 0.5\%^2 + 0.3\%^2)} = \pm 1.39\%$ (k=2).

The resistance measurement uncertainties are due to the PXI 4065 uncertainty in the 100 Ω range: 150ppm of range (=15mΩ) the cable resistance (estimated 0.1 Ω) and due to the electrothermal effect the measurement current in the thermal detector of the pyranometer. This was found to be a resistance error of 1.5 Ω, which results in a total resistance uncertainty of $\sqrt{(0.015^2+0.1^2+ 1.5^2)} = 1.5$ Ω or 5%.

The PXI 4065 is calibrated by National Instruments Hungary, on 7 november 2018 at a temperature of 22.7 °C, under ISO 17025:2005 accreditation. This calibration is traceable to NIST and/or other National Measurement Institutes (NMI's).

The reported expanded uncertainty is based on the standard uncertainty of the measurement multiplied by a coverage factor k, such that the coverage probability corresponds to approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with EA 04/2.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing.

* from October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

RvA is member of the European Co-operation for Accreditation (EA) and is one of the signatories to the EA Multilateral Agreement (MLA) and to the ILAC Mutual Recognition Arrangement (MRA) for the mutual recognition of calibration certificates.

Reproduction of the complete certificate is allowed. Parts of the certificate may only be produced with written approval of the calibration laboratory.

This certificate is issued provided that the Raad voor Accreditatie does not assume any liability.

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet

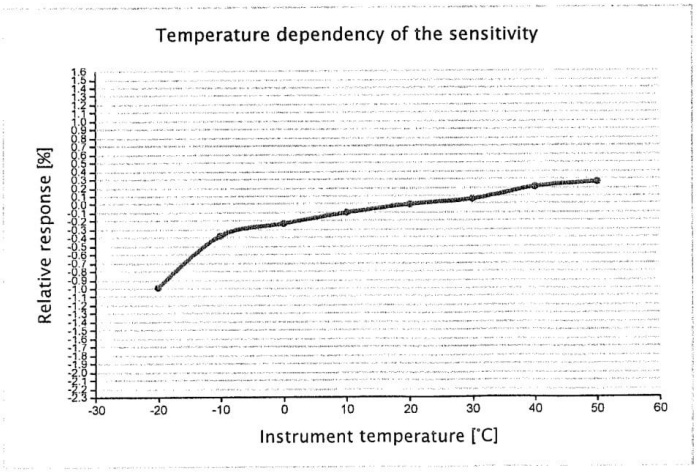
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT
PYRANOMETER

Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRANOMETER TYPE	CMP 10
SERIAL NUMBER	208551
DATE OF MEASUREMENT	14 November 2020
PERFORMED BY	J.P. Vink
PROCEDURE	The pyranometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability. The pyranometer is tested over a temperature range from 50 °C down to -20 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below. The measurement uncertainty of this characterisation is ±0.1% (k=2).



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-20	-0.99
-10	-0.38
0	-0.23
10	-0.10
20	0.00
30	0.06
40	0.21
50	0.27

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet
Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT
PYRANOMETER

Routine measurement of directional error during final inspection

Mean cosine error of each new pyranometer type CMP 10 is measured by a simple routine.

Routine:

The pyranometerbase is placed against the vertical turntable of a goniometer in the parallel (0,5°) beam of a sunsimulator.
Voltage output U(z) is measured for beam incidence (zenith) angles of 0°,40°, 60°, 70° and 80° coming in over azimuth south (cable pointing to North).
Next the pyranometer output U(-z) is measured for incidence angles of -80°, -70°, -60°, -40° and 0° consequently for azimuth south. The dark signal is measured at the beginning of the routine in the middle and at the end. For each beam incident angle the dark signal is interpolated.

During the CMP 10 measurement cycle, a check is done on the azimuth error at 40° and 70° by measuring voltages for azimuth-directions S, E, N and W . Also at -70° and -40° this azimuth error is measured and the mean of both azimuth measurements cancels out the eventual error in the 0° position.

With the extended procedure at both 40° and -40° and 70° and -70° the specific cosine error for 8 azimuth directions (40° S, W, N and E and 70° E, N, W, S) can be calculated according to formula 1 and verified whether it is within ± 10 W/m².

The applied formula for the relative cosine error is:

U(0°) Pyranometer output voltage for normal incidence
U(z) Pyranometer output voltage for angles (z)
Zero(z) Dark signal for angles

$$\frac{\frac{(U(z)+U(-z))}{2} - \text{zero}(z)}{\left(\frac{U(0°)+U(0°)}{2} - \text{zero}(z)\right)\cdot\cos(z)} \cdot 100\%$$

Formula 1.

Relative cosine error at zenith angle in %

Zenith angle	South	East	North	West
40	-0.53	-0.17	0.33	-0.15
60	-0.49			
70	-0.72	-0.09	0.72	0.12
80	-1.18			

Absolute cosine error for 1000 W/m² beam radiation in W/m²

Zenith angle	South	East	North	West
40	-4.06	-1.28	2.51	-1.14
60	-2.46			
70	-2.45	-0.32	2.47	0.40
80	-2.05			

PYRANOMETER MODEL: CMP 10 SERIAL NUMBER: 208551

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

10.1.2 CMP10 pyranometer (GHI)

OTT HydroMet
ilac-MRA
CALIBRATION RvA K 180
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER	022319208550
PYRANOMETER MODEL	CMP 10
SERIAL NUMBER	208550
CALIBRATION DATE	30 November 2020
INSTRUMENT CLASS	ISO 9060, Class A (Sec. Standard)*
CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9847 par5.3.2, A3
REFERENCE PYRANOMETER	Kipp & Zonen CMP 21 sn 070115 active from 01 January 2020
REFERENCE PYRANOMETER CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9846 par5
CALIBRATION LOCATION	Delft The Netherlands
CUSTOMER	
REMARKS	

Delft, The Netherlands, 30 November 2020

Joop Mes

J. Mes
(in charge of calibration facility)

F. de Wit

F. de Wit
(in charge of test)

Page: 1 of 2

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet
ilac-MRA
RvA CALIBRATION RvA K 180
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 022319208550

Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp and a reflector with a diameter of 16.2 cm. The lamp is positioned 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference- and test pyranometer are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. Temperature during calibration: 22 °C ± 2 °C.

Hierarchy of traceability

The measurements have been executed using standards for which the traceability to international standards has been demonstrated towards the RvA.

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under clear sky conditions using the "alternating sun-and-shade method" ISO 9846 paragraph 5. The measurements were performed in Tabernas, Spain (latitude: 37.094°, longitude: -2.3547°, altitude: 503m above sea level). Dates of measurements: 2019 June 13-14, 17-18.
The receiver surface was pointed directly at the sun using a solar tracker. During the comparisons, the instrument received tilted global radiation intensities from 635 W/m² to 1050.9 W/m² with a mean of 1011.6 W/m² and tilted diffuse radiation intensities from 88.2 W/m² to 183.7 W/m² with a mean of 122.0 W/m². The ambient temperature ranged from +19.9 °C to +32.0 °C with a mean of +26.8 °C.
The direct radiation on the reference pyranometer as obtained with the alternating-sun-shade method was compared to the DNI measured by the absolute cavity pyrheliometer PMO6 SN 0807. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrheliometer Comparison (IPC). WRR factor of PMO6: 1.00444 (from the last NPC-2019).

This calibration proved that the reference pyranometer has been stable and that the original sensitivity 8.75 µV/(W/m²) ± 0.11 µV/(W/m²) is valid and will be applied (see PMOD calibration details). Observed sensitivity differences between the consecutive years are well within the calibration uncertainty.

PMOD calibration details: The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The pyranometer was installed horizontally. During the comparisons, the global radiation ranged from 665 W/m² to 1082 W/m² with a mean of 897 W/m². The solar zenith angle varied from 25.3° to 50.0° with a mean of 33.7°. The ambient temperature ranged from +15.3 °C to +25.3 °C with a mean of +20.7 °C. The sensitivity calculation is based on 623 individual measurements. The readings of the WSG are referred to the World Radiometric Reference (WRR). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ±0.3%. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are:8.75 ± 0.11 µV/W/m². The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1558 m above sea level). Dates of measurements: 15-19, 25 July 2014. Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR- factor: 0.998623 from the last international Pyrheliometer Comparison, NPC-2019) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 (ventilated with heated air).

SENSITIVITY	9.42 µV/(W/m²) at normal incidence on horizontal pyranometer
UNCERTAINTY	0.13 µV/(W/m²) = 1.39 %
IMPEDANCE	24 ± 1.5 Ω

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of the following components.
1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 is ±0.11/8.75 = ±1.26% (k=2). See traceability text.
2. The expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be ±0.5% (k=2).
3. The estimated uncertainty of the WRR relative to SI: ±0.3% (k=2).
The expanded uncertainty is: $\sqrt{(1.26\%^2 + 0.5\%^2 + 0.3\%^2)} = \pm 1.39\%$ (k=2).

The resistance measurement uncertainties are due to the PXI 4065 uncertainty in the 100 Ω range: 150ppm of range (=15mΩ) the cable resistance (estimated 0.1 Ω) and due to the electrothermal effect the measurement current in the thermal detector of the pyranometer. This was found to be a resistance error of 1.5 Ω, which results in a total resistance uncertainty of $\sqrt{(0.015^2+0.1^2+ 1.5^2)} = 1.5$ Ω or 5%.

The PXI 4065 is calibrated by National Instruments Hungary, on 7 november 2018 at a temperature of 22.7 °C, under ISO 17025:2005 accreditation. This calibration is traceable to NIST and/or other National Measurement Institutes (NMI's).

The reported expanded uncertainty is based on the standard uncertainty of the measurement multiplied by a coverage factor k, such that the coverage probability corresponds to approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with EA 04/2.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing.

* from October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

RvA is member of the European Co-operation for Accreditation (EA) and is one of the signatories to the EA Multilateral Agreement (MLA) and to the ILAC Mutual Recognition Arrangement (MRA) for the mutual recognition of calibration certificates.

Reproduction of the complete certificate is allowed. Parts of the certificate may only be produced with written approval of the calibration laboratory.

This certificate is issued provided that the Raad voor Accreditatie does not assume any liability.

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet

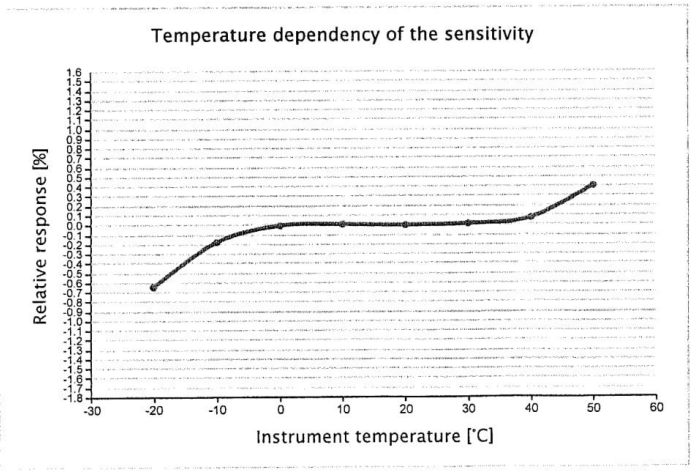
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRANOMETER TYPE	CMP 10
SERIAL NUMBER	208550
DATE OF MEASUREMENT	14 November 2020
PERFORMED BY	J.P. Vink
PROCEDURE	The pyranometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability. The pyranometer is tested over a temperature range from 50 °C down to -20 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below. The measurement uncertainty of this characterisation is ±0.1% (k=2).



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-20	-0.64
-10	-0.18
0	0.00
10	0.01
20	0.00
30	0.01
40	0.07
50	0.41

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet
Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT
PYRANOMETER

Routine measurement of directional error during final inspection

Mean cosine error of each new pyranometer type CMP 10 is measured by a simple routine.

Routine:

The pyranometerbase is placed against the vertical turntable of a goniometer in the parallel (0,5°) beam of a sunsimulator.
Voltage output U(z) is measured for beam incidence (zenith) angles of 0°,40°, 60°, 70° and 80° coming in over azimuth south (cable pointing to North).
Next the pyranometer output U(-z) is measured for incidence angles of -80°, -70°, -60°, -40° and 0° consequently for azimuth south. The dark signal is measured at the beginning of the routine in the middle and at the end. For each beam incident angle the dark signal is interpolated.

During the CMP 10 measurement cycle, a check is done on the azimuth error at 40° and 70° by measuring voltages for azimuth-directions S, E, N and W . Also at -70° and -40° this azimuth error is measured and the mean of both azimuth measurements cancels out the eventual error in the 0° position.

With the extended procedure at both 40° and -40° and 70° and -70° the specific cosine error for 8 azimuth directions (40° S, W, N and E and 70° E, N, W, S) can be calculated according to formula 1 and verified whether it is within ± 10 W/m².

The applied formula for the relative cosine error is:

U(0°) Pyranometer output voltage for normal incidence
U(z) Pyranometer output voltage for angles (z)
Zero(z) Dark signal for angles

$$\frac{\frac{(U(z)+U(-z))}{2} - \text{zero}(z)}{\left(\frac{U(0°)+U(0°)}{2} - \text{zero}(z)\right)\cdot\cos(z)} \cdot 100\%$$

Formula 1.

Relative cosine error at zenith angle in %

Zenith angle	South	East	North	West
40	-0.92	-1.05	-0.29	-0.16
60	-1.06			
70	-1.56	-1.69	-0.76	-0.42
80	-2.14			

Absolute cosine error for 1000 W/m² beam radiation in W/m²

Zenith angle	South	East	North	West
40	-7.07	-8.05	-2.23	-1.24
60	-5.32			
70	-5.34	-5.80	-2.58	-1.42
80	-3.71			

PYRANOMETER MODEL: CMP 10 SERIAL NUMBER: 208550

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

10.1.3 CHP1 pyrheliometer

OTT HydroMet
ilac-MRA
CALIBRATION RvA K 180
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER	022312200843
PYRHELIOMETER MODEL	CHP 1
SERIAL NUMBER	200843
CALIBRATION DATE	19 November 2020
INSTRUMENT CLASS	ISO 9060, Class A*
CALIBRATION PROCEDURE	Validated indoor procedure as described on page 2
REFERENCE PYRHELIOMETER	Kipp & Zonen CHP 1 sn REF2 active from 01 January 2020
REFERENCE PYRHELIOMETER CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9059
CALIBRATION LOCATION	Delft The Netherlands
CUSTOMER	
REMARKS	Instrument condition: The calibration item was received fully functional and did not show any erratic behavior or irregularities during calibration. Instrument changes after last calibration:

Delft, The Netherlands, 19 November 2020

J. Mes
(Calibration Manager)

F. de Wit
(Calibration Technician)

Page: 1 of 2

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

Meteorology Division of OTT HydroMet

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 022312200843

Calibration procedure

The indoor transfer calibration is performed in analogy to the ISO 9847 pyranometer calibration; the reference and test instrument are of the same type. In the first step the reference pyrheliometer is placed in the collimated beam of a Xenon lamp. After a stabilization period the irradiance is measured and a dark measurement is performed. Then the reference instrument is replaced by the test instrument, after stabilization its output signal is measured. As a last step the reference instrument is again placed in the beam to validate the beam irradiance has not drifted. The sensitivity is calculated from the irradiance as measured by the reference pyrheliometer and the voltage output of the test instrument. The minimum beam intensity is 650 W/m², room temperature is 22 °C ±2 °C

Hierarchy of traceability

The measurements have been executed using standards for which the traceability to international standards has been demonstrated towards the RvA.

This reference CHP 1 pyrheliometer was compared against the absolute cavity pyrheliometer PMO6 SN0807 using the sun as source according to ISO 9059 "Calibration of field pyrheliometers by comparison to a reference pyrheliometer". The comparison was performed in Tabernas, Spain (latitude: 37.094°, longitude: -2.3547°, altitude: 503 m above sea level). During the comparisons the reference pyrheliometer received direct solar radiation with intensities ranging from 797.6 W/m² to 962.7 W/m², with a mean of 903.4 W/m². The ambient air temperature ranged from 19.9°C to 32.0°C with a mean of 26.8°C. The sensitivity calculation is based on 181 individual measurements. The sensitivity and its expanded uncertainty (95% level of confidence) with respect to the WRR are valid for similar environmental conditions and amount to: 7.944 µV/(W/m²) ± 0.032 µV/(W/m²). Date of measurements: 2019, 13-14, 17-18 June

The absolute cavity pyrheliometer PMO6 SN0807 is calibrated against the World Standard Group (WSG), at the WRC Davos, Switzerland (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1558 m above sea level). This is done every 5 years at the International Pyrheliometer Comparison (IPC). The readings of the WSG are referred to as the World Radiometric Reference (WRR) as stated in the WMO Technical Regulations.

WRR- factor of PMO6 SN0807: (from the last international Pyrheliometer Comparison, NPC-2019). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ±0.3%. During the yearly NPC hosted by NREL in Golden, Colorado (latitude: 39.742°, longitude: 105.18°, altitude: 1829 m above sea level) the WRR factor of the reference PMO6 SN0807 is verified.

SENSITIVITY	8.47 µV/(W/m²) at normal incidence
UNCERTAINTY	0.09 µV/(W/m²) = 1.12 %
IMPEDANCE	24 Ω ± 2Ω

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of the following components:
1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CHP 1: 0.032 µV/(W/m²) / 7.944 µV/(W/m²) = ±0.40% with respect to the WRR (See traceability text).
2. The estimated uncertainty of the WRR relative to SI: ±0.3% (k=2).
3. The expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by non-simultaneous comparison) is estimated to be ±1% (k=2).

The expanded uncertainty is: $\sqrt{(0.40\%^2 + 0.3\%^2 + 1\%^2)} = \pm 1.12\%$ (k=2).

The reported expanded uncertainty is based on the standard uncertainty of the measurement multiplied by a coverage factor k, such that the coverage probability corresponds to approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with EA 04/2.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing.

* from October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

RvA is member of the European Co-operation for Accreditation (EA) and is one of the signatories to the EA Multilateral Agreement (MLA) and to the ILAC Mutual Recognition Arrangement (MRA) for the mutual recognition of calibration certificates.

Reproduction of the complete certificate is allowed. Parts of the certificate may only be produced with written approval of the calibration laboratory.

This certificate is issued provided that the Raad voor Accreditatie does not assume any liability.

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

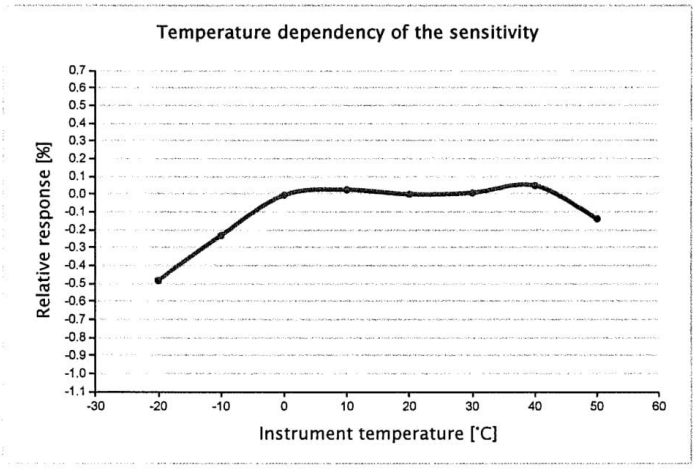
USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

OTT HydroMet
KIPP & ZONEN
Meteorology Division of OTT HydroMet
Kipp & Zonen B.V. Delftechpark 36 2628 XH Delft The Netherlands +31 15 2755 210 info@kippzonen.com www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT
PYRHELIOMETER

Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRHELIOMETER TYPE	CHP 1
SERIAL NUMBER	200843
DATE OF MEASUREMENT	28 August 2020
PERFORMED BY	M. Reij
PROCEDURE	The pyrheliometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability.
	The pyrheliometer is tested over a temperature range from 50 °C down to -20 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below.
	The measurement uncertainty of this characterisation is ±0.1% (k=2).



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-20	-0.48
-10	-0.23
0	0.00
10	0.03
20	0.00
30	0.01
40	0.05
50	-0.14

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101

10.1.4 #40C anemometer

SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US2.06179 **Date of issue:** October 26, 2020

Type: NRG 40C Anemometer **Serial number:** 179500332864

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: October 20, 2020 **Anemometer calibrated:** October 24, 2020

Calibrated by: MEJ **Procedure:** MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF **Approved by:** Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: v [m/s] = 0.75934 · f [Hz] + 0.33904

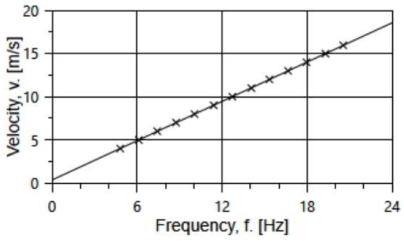
Standard uncertainty, slope: 0.00099 **Standard uncertainty, offset:** 0.03025

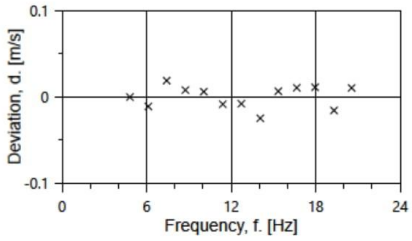
Covariance: -0.0000072 (m/s)²/Hz **Coefficient of correlation:** ρ = 0.999995

Absolute maximum deviation: -0.025 m/s at 10.998 m/s

Barometric pressure: 995.6 hPa **Relative humidity:** 45.3%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
1-first	9.32	22.4	27.1	3.995	4.8145	0.000	0.023
13-last	14.47	22.6	27.2	4.978	6.1234	-0.011	0.026
2	21.00	22.4	27.1	5.996	7.4253	0.019	0.030
12	28.55	22.6	27.2	6.993	8.7528	0.008	0.034
3	37.22	22.4	27.1	7.982	10.0578	0.006	0.038
11	47.21	22.6	27.2	8.993	11.4083	-0.009	0.043
4	58.34	22.4	27.1	9.994	12.7256	-0.008	0.047
10	70.58	22.7	27.2	10.998	14.0702	-0.025	0.051
5	84.08	22.4	27.1	11.999	15.3467	0.006	0.055
9	98.57	22.7	27.2	12.998	16.6576	0.010	0.060
6	114.26	22.5	27.2	13.990	17.9627	0.011	0.064
8	130.90	22.6	27.2	14.979	19.3007	-0.016	0.068
7	148.55	22.5	27.2	15.955	20.5516	0.010	0.072





AC-1746

Page 1 of 2

EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord2	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
13924	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT005	, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP007	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY004	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP002	Setra M278, 0-5VDC Output, barometer
PL3	Pitot tube
XB001	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
Njord2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.

Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level (k=2) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US2.06179

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.
This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC Page 2 of 2

10.1.5 #200M Wind vane

Factory Calibration

NRG Systems 200M Wind Direction Vane

Serial No. 10070 00008854

Product Description:

Manufacturer	Description	Cal. Date
NRG Systems	200M Wind Direction Vane	12/3/2020

NRG Systems, hereby certifies that the above instrumentation has been calibrated and tested to **meet or exceed** the published specifications. This calibration and testing was performed using instrumentation and standards that are traceable to the **National Institute for Standards and Technology (NIST).**

Standard Uncertainty of Degree Measurement = ±0.31°

The output (in Deg.) for this 200M sensor is defined by: $\Theta = V * Scale\ Factor + Offset$

Criteria	Value	Units
200M Scale Factor	148.0879	Deg./Volt
200M Offset	-1.2711	Deg.

Linearity Results (R^2): 1.00000

Slope (Scale Factor) and Offset Conversion Chart for NRG Systems' Data Loggers.

To Scale to…	SymphoniePLUS3 and Older *[Symphonie Data Retriever (SDR) software]*		SymphoniePRO Data Logger *[SymphoniePRO Desktop Application]*	
	enter Scale Factor	and enter Offset	enter Scale Factor	and enter Offset
°	0.368	-5.3	148.0879	-1.2711

Procedure: WI-ELE-489

Calibration performed by: z2b **Date:** 12/3/2020

NRG Systems' management system has been certified to ISO 9001: 2015.

110 Riggs Road • Hinesburg, Vermont 05461 | o: +1 802.482.2255 f: +1 802.482.2272 | nrgsystems.com

10.1.6 CS106 (PTB110) barometer

VAISALA

1 (1)
Certificate report no. H47-21100011

CALIBRATION CERTIFICATE

Instrument PTB110 Barometer
Serial number T1010144
Manufacturer Vaisala Oyj, Finland
Calibration date 8th March 2021

This instrument has been calibrated against a Vaisala PTB220 factory working standard. The Vaisala PTB220 is traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST, USA) via Vaisala Measurement Standards Laboratory (MSL). Vaisala MSL has been accredited by FINAS according to ISO/IEC 17025 standard.

At the time of shipment, the instrument described above was within its operating specifications.

Calibration results

Reference pressure hPa	Calculated pressure hPa	Observed voltage Vdc	Correction* hPa	Uncertainty** hPa
510.2	510.2	0.043	0.0	± 0.15
610.3	610.3	0.460	0.0	± 0.15
700.4	700.4	0.835	0.0	± 0.15
810.1	810.1	1.292	0.0	± 0.15
900.2	900.2	1.668	0.0	± 0.15
1000.0	999.9	2.083	0.1	± 0.15
1059.9	1059.9	2.333	0.0	± 0.15
1100.4	1100.4	2.502	0.0	± 0.15

*To obtain the true pressure, add the correction to the barometer reading. Interpolated corrections may be used at intermediate readings of the scale of the barometer.
**The calibration uncertainty given at 95 % confidence level, k = 2

Equipment used in calibration

Type	Serial number	Calibration date	Certificate number
HP34970A	EM 12997	2020-03-10	11-9485435-009
PTB220	PA 14019	2020-09-09	K008-D03269

Ambient conditions
Humidity: 31 ± 5 %RH
Temperature: 23 ± 2 °C
Pressure: 1011 ± 20 hPa

Technician

This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.

Doc214685-B

Vaisala Oyj | PO Box 26, FI-00421 Helsinki, Finland
Phone +358 9 894 91 | Fax +358 9 8949 2227
Email firstname.lastname@vaisala.com | www.vaisala.com
Domicile Vantaa, Finland | VAT FI01244162 | Business ID 0124416-2

10.2 *Étalonnage du capteur pour la deuxième année de mesures* / Sensor calibration for the second year of measurements

Au début de la deuxième année de mesures, une vérification de l'étalonnage sera effectuée à la station. Un pyranomètre et un pyrhéliomètre de référence seront connecté à la station pour la durée de la visite de maintenance prévue après environ 12 mois de mesures. Les relevés du capteur de référence seront comparés aux mesures des capteurs installés.

Les résultats de cette comparaison seront présentés dans le rapport de mesure final à la fin de la campagne de mesure actuelle.

At the beginning of the second year of measurements, a calibration verification will be performed at the station. A reference pyranometer and a reference pyrheliometer will be connected to the station for the duration of the scheduled maintenance visit after approximately 12 months of measurements. The readings of the reference sensor will be compared to the measurements of the installed sensors.

The results of this comparison will be presented in the final measurement report at the end of the current measurement campaign.