



PVSYST

PHOTOVOLTAIC
SOFTWARE

Version 8

Connecté au Réseau


Manuel d'utilisateur

PVsyst SA
www.pvsyst.com

Introduction

PVsyst est un outil logiciel conçu pour la simulation et l'analyse des systèmes photovoltaïques. Il permet de concevoir et d'optimiser des projets d'énergie solaire en fournissant des évaluations détaillées des performances du système, des rendements énergétiques et de la viabilité financière.

Avec PVsyst, les utilisateurs peuvent modéliser divers types d'installations photovoltaïques en utilisant des données météorologiques propres au site et des spécifications de composants, tout en tenant compte de facteurs tels que les effets d'ombrage sur le système, le stockage par batterie, l'indisponibilité du réseau et la dégradation des panneaux.

Ce document peut être considéré comme un manuel d'utilisation, visant à décrire les différentes fenêtres et fonctionnalités du logiciel. Le manuel de référence complet pour PVsyst est l'aide en ligne accessible depuis le programme via l'entrée "Aide" dans le menu, en appuyant sur la touche F1 ou en cliquant sur les icônes d'aide dans les fenêtres et les  dialogues.

Sommaire

1	Page principale de PVsyst.....	7
1.1	Conception de projet et simulation	7
1.2	Utilitaires	9
1.3	Documentation	10
1.4	Barre d'outils et Espace de travail	11
2	Introduction à la simulation dans PVsyst.....	12
2.1	Définition du projet.....	13
3	Orientations.....	19
3.1	Orientations fixe	19
3.1.1	Plan incliné fixe	19
3.1.2	Ajustement saisonnier d'inclinaison.....	20
3.1.3	Dômes	20
3.1.4	Sheds illimités.....	21
3.1.5	Pare-soleils illimités	21
3.2	Définitions des plans suiveurs.....	21
3.2.1	Suiveurs illimités, axe horizontal	21
3.2.2	Suiveur, horizontal et axe incliné	22
3.2.3	Suiveur, axe vertical.....	23
3.2.4	Pare-soleils suiveurs.....	23
3.2.5	Suiveur, axe horizontal Est/Ouest.....	23
3.3	Plans suiveurs deux axes	24
3.3.1	Suiveur deux axes	24
3.3.2	Suiveur deux axes, cadre Nord/Sud et Est/Ouest	24
4	Système.....	26
4.1	Liste des sous-champs	26
4.2	Dimensionnement du champ.....	27
4.3	Fonctionnalité Multi MPPT et Partage de puissance	30
5	Pertes détaillées	33
5.1	Paramètres thermiques	33
5.2	Pertes ohmiques	34
5.2.1	Circuit DC: pertes ohmiques pour le champ	34
5.2.2	Pertes AC après l'onduleur.....	34
5.3	Qualité des modules – LID – Mismatch	36
5.3.1	Qualité des modules.....	36

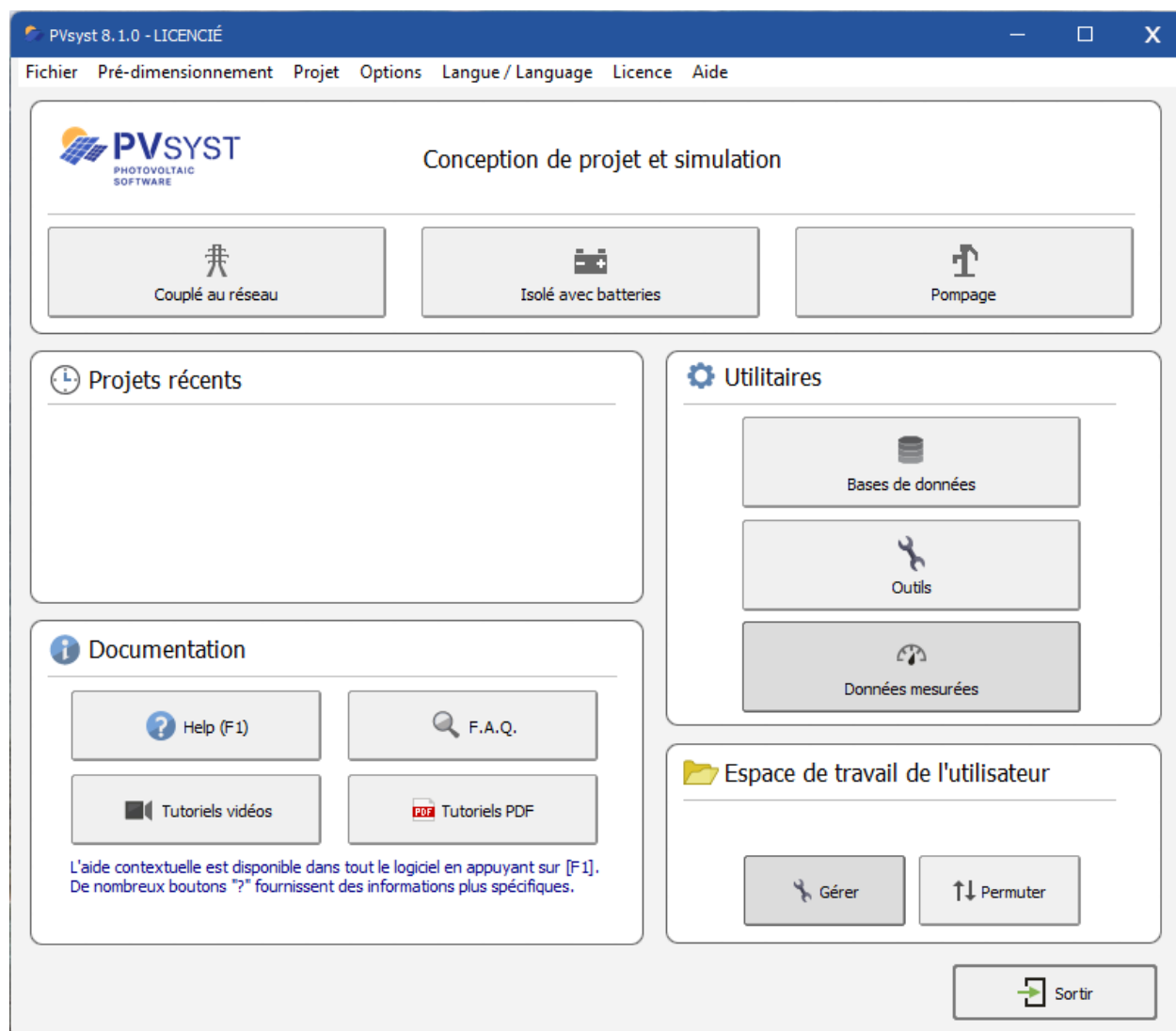
5.3.2	LID – Light Induced Degradation	36
5.3.3	Pertes de mismatch modules.....	37
5.3.4	Mismatch tension chaînes	37
5.4	Perte d’encrassement	37
5.5	Pertes IAM.....	38
5.6	Auxiliaires	39
5.7	Vieillessement.....	40
5.8	Indisponibilité du système	41
5.9	Correction spectrale.....	42
5.10	Graphique pertes	43
6	Gestion de l’énergie	44
6.1	Température onduleur	44
6.2	Facteur de puissance	45
6.3	Limitation de puissance réseau.....	47
6.4	Estimation P50 - P90.....	49
7	Autoconsommation	51
8	Stockage.....	53
8.1	Pack de batteries.....	53
8.2	Autoconsommation avec stockage	55
8.3	Déplacement de puissances.....	57
8.4	Absorption des pointes de puissance	60
8.5	Support de réseau non fiable	62
9	Horizon.....	64
10	Ombrages proches.....	66
10.1	Compatibilité entre la Scène 3D et l’Orientation du Système	66
10.2	Paramètres de simulation	67
10.3	Orientations, tableau, boutons de graphique.....	70
10.3.1	Orientations	70
10.3.2	Tableau	70
10.3.3	Graphique	71
10.4	Construction/Perspective, scène 3D	72
10.4.1	Menu Fichier.....	74
10.4.2	Menu Créer.....	74
10.4.3	Menu Editer	77
10.4.4	Menu Transformer	77
10.4.5	Menu Outils	78

10.4.6	Menu Principal.....	93
10.5	Partition en chaînes de modules	105
11	Calepinage	112
11.1	Description Générale du calepinage.....	112
11.2	Procédure	112
11.3	Limitations	115
11.4	Paramètres avancés pertinents.....	116
11.5	Définition mécanique	117
11.5.1	Définition des tables dans la scène 3D (rappel)	122
11.5.2	Vue graphique du placement des modules	122
11.6	Définition électrique	123
11.6.1	Liste des chaînes	124
11.6.2	Attribution automatique des chaînes	124
11.6.3	Essais et ajustements	126
11.6.4	Attribution des chaînes sur "grandes" tables	127
11.6.5	Attribution des chaînes sur "petites" tables.....	128
11.6.6	Sélection des zones de remplissage	130
11.6.7	Association manuelle des modules aux chaînes	130
11.6.8	Modification et échange manuel des attributions	130
11.6.9	Objectif de l'attribution des chaînes	131
11.6.10	Gestion des orientations	131
11.7	Interface de la boîte de dialogue Calepinage	132
11.7.1	Orientation (apparaît uniquement s'il y a plusieurs orientations)	132
11.7.2	Panneau bleu d'information	133
11.7.3	Barre d'outils	133
11.8	Calcul des ombrages en 3D	134
11.8.1	Utilisation de l'outil d'animation des ombrages.....	134
11.8.2	Effet de l'ombrage sur un module (ou un optimiseur)	135
11.8.3	Calcul des pertes électriques dues à l'ombrage	136
11.9	Courbes I/V d'une entrée MPPT	136
11.9.1	Analyse des courbes I/V d'un MPPT	136
11.9.2	Calcul du facteur d'ombrage	137
11.10	Effet des diodes by-pass et de l'ombrage.....	138
11.10.1	Contexte	138
11.10.2	Pertes d'ombrage en fonction du nombre de sous-modules ombragés	139
11.10.3	Cas 1 - Une seule chaîne sur un MPPT	141

12	Evaluation économique.....	147
12.1	Coûts d'installation et de fonctionnement.....	147
12.1.1	Coûts d'installation	148
12.1.2	Actif amortissable.....	150
12.1.3	Ajouter / Supprimer / Mettre à jour les coûts	151
12.1.4	Coûts d'exploitation (annuel)	152
12.1.5	Résumé financier.....	155
12.2	Paramètres financiers.....	156
12.2.1	Période de simulation	156
12.2.2	Variation des coûts dans le temps	156
12.2.3	Charges dépendantes des revenus.....	156
12.2.4	Dotation aux amortissements	157
12.2.5	Financement	157
12.3	Tarifs d'achat et autoconsommation	157
12.3.1	Tarif d'achat fixe	158
12.3.2	Tarif tarifaire horaire / saisonnier — heures pleines / heures creuses	158
12.3.3	Tarif horaire/journalier défini dans un fichier CSV	159
12.4	Économie d'autoconsommation	159
12.4.1	Heure d'été / Heure d'hiver (Daylight Saving Time – DST)	159
12.5	Résultats financiers.....	160
12.5.1	Vue d'ensemble.....	160
12.5.2	Résultats détaillés et méthodes de calcul.....	160
12.5.3	Calculs effectués par PVSyst.....	162
12.6	Outil Bilan Carbone	162
12.6.1	Introduction.....	162
12.6.2	Onglet Vue d'ensemble	163
12.6.3	Personnalisation du Grid LCE	163
12.6.4	Personnalisation du PV System LCE	164
12.6.5	Mix énergétique du réseau (Grid Energy Mix)	164
12.7	LCE du système détaillé (Detailed System LCE)	164
12.7.1	Catégories et sous-composants.....	165

1 Page principale de PVsyst

Sur la page principale, vous avez un aperçu des différentes sections du logiciel, telles que la **Conception de projet et simulation**, les **Utilitaires**, la **Documentation**, ainsi que vos **projets récents** et votre **espace de travail**.



1.1 Conception de projet et simulation

La conception et la simulation de projet constituent la partie principale du logiciel. Elles sont utilisées pour l'étude complète d'un projet. Cela inclut :

- le choix des données météorologiques,
- la conception du système,
- les études d'ombrage,
- la détermination des pertes,
- et l'évaluation économique.

La simulation est effectuée sur une année complète, fournissant un rapport détaillé et de nombreux résultats chiffrés.

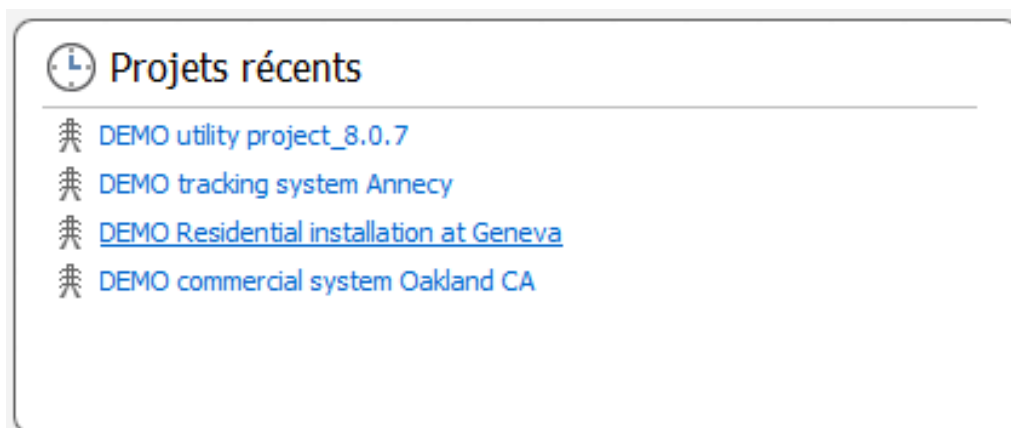
Dans la section **Conception de projet et simulation**,



PVsyst permet de créer et de simuler trois types de systèmes :

- **Couplé au réseau** : permet de concevoir un système connecté au réseau. Vous avez également la possibilité de définir un profil d'autoconsommation et d'ajouter un stockage par batterie selon diverses stratégies.
- **Isolé avec batteries** : réservé aux systèmes non connectés au réseau, où un stockage est obligatoire. Toute production non utilisée ou non stockée est limitée.
- **Pompage** : utilisé dans certaines régions pour alimenter une pompe solaire qui puise de l'eau (dans un puits ou un lac), stockée ensuite dans un réservoir surélevé pour divers usages.

Dans la section, **Projets récents**, cela permet de retrouver et de modifier rapidement vos projets récents.

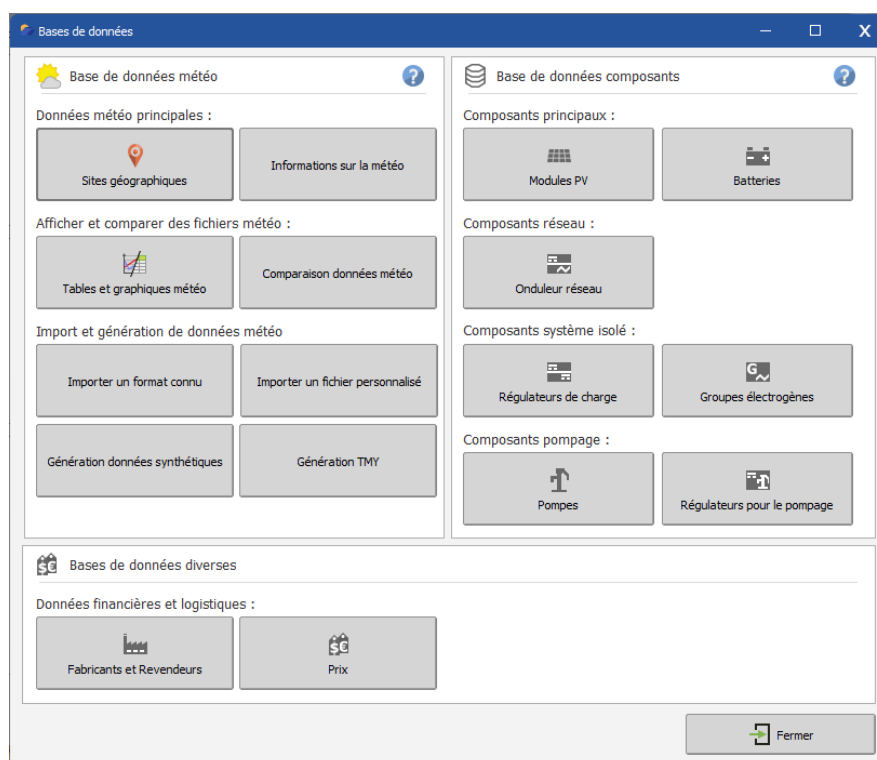


1.2 Utilitaires

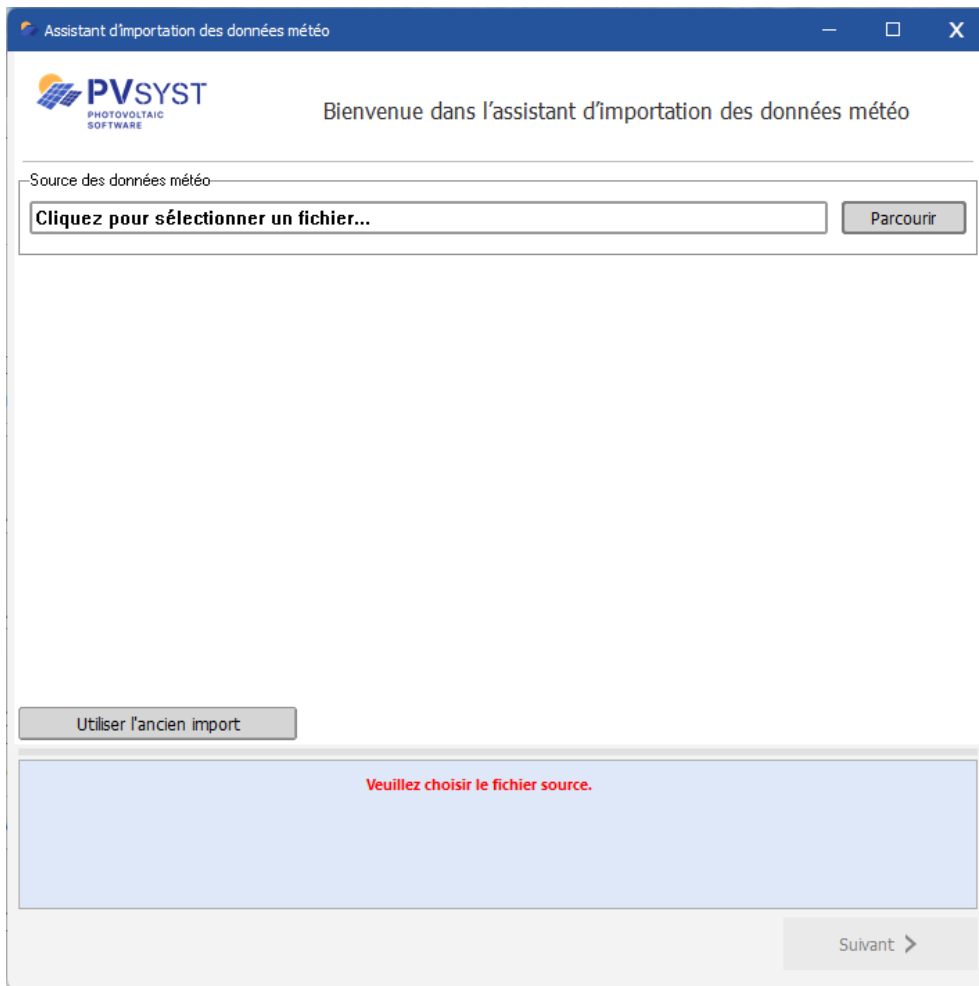
La section **Utilitaires** offre une gamme d'outils et de fonctions conçus pour améliorer la compréhension et la précision de l'analyse de votre système photovoltaïque :



- **Bases de données** : regroupe tous les sites et composants déjà enregistrés dans PVsyst. Vous pouvez également créer de nouveaux sites, importer des données météorologiques et ajouter de nouveaux composants.



- **Importer un fichier personnalisé** : Cette option dans **Bases de données**, ouvre une fenêtre d'assistance permettant d'importer un fichier CSV de données météo. Une fois ouvert, l'assistant se présente comme illustré ci-dessous :




- **Outils** : propose des paramètres avancés pour la géométrie solaire et des instruments d'optimisation électrique.
- **Données mesurées** : permet d'ajouter des données réelles et de comparer les simulations avec les mesures enregistrées.

1.3 Documentation

La section **Documentation** donne un accès direct à l'aide de PVsyst, le manuel de référence complet du logiciel (également disponible sur www.pvsyst.com/help).



Une aide en ligne contextuelle est disponible :

- via la touche **F1**,
- ou via les icônes en forme de point d'interrogation  dans les fenêtres et boîtes de dialogue.

Cela ouvre l'outil d'aide PVsyst, qui propose des articles précis, des explications détaillées et des guides pas à pas.

Dans le menu **Options > Préférences**, section **Aide**, vous pouvez modifier le mode d'affichage de l'aide intégrée afin qu'elle s'ouvre directement dans le navigateur par défaut de votre ordinateur. L'intérêt d'utiliser votre navigateur est de pouvoir profiter de sa fonction de traduction automatique et ainsi consulter l'aide en français (ou dans toute autre langue) à partir de la version originale en anglais.

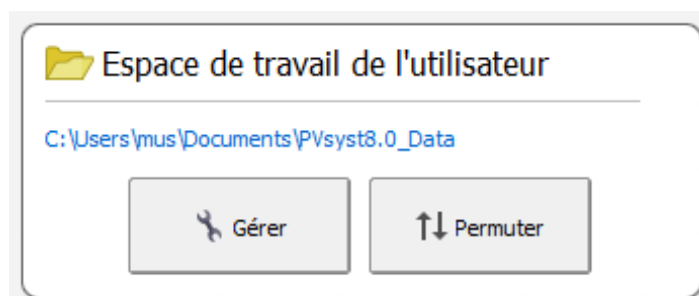
Vous trouverez également :

- un accès au **forum PVsyst** (questions/réponses avec l'équipe et la communauté),
- des **vidéos pédagogiques et tutoriels**,
- des **manuels imprimables** pour les utilisateurs.

Tout au long du logiciel, une aide en ligne contextuelle est disponible via la touche **F1** et des petites icônes en forme de point d'interrogation dans les fenêtres et les dialogues,

1.4 Barre d'outils et Espace de travail

Depuis la page principale, vous pouvez configurer les paramètres de votre espace de travail.



Lorsque des fichiers sont enregistrés, ils le sont automatiquement dans l'espace de travail, selon une structure de dossiers définie :

- **ComposPV** pour les composants PV,
- **Projects** pour les projets,
- **User hourly** pour retrouver les résultats horaires au format CSV

Vous y trouverez aussi des modèles prêts à l'emploi, par exemple pour définir un profil d'autoconsommation.

Fonctions principales accessibles depuis la barre d'outils :

Fichier Pré-dimensionnement Projet Options Langue / Language Licence Aide

- **Fichier** : importer/exporter des projets et des composants.
- **Pré-dimensionnement** outil simple de simulation pour les petits projets.
- **Projet** : Vous pouvez démarrer un nouveau projet. Vous trouverez également un quatrième type de projet non visualisé dans la fenêtre de conception et de simulation des projets : le **projet de réseau DC**, destiné à certains cas d'utilisation pour les entreprises de transport public. Vous pouvez également **charger** un projet dans votre espace de travail ou un projet **DEMO** défini par PVsyst, qui présente diverses fonctionnalités et exemples d'utilisation.
- **Options** : Vous trouverez **Préférences**, où vous pouvez définir, par exemple, les informations utilisateur, les unités par défaut et les clés API possibles pour certains fournisseurs de fichiers météo. Dans les **Paramètres avancés**, presque toutes les valeurs par défaut et les seuils générant des messages d'erreur peuvent être modifiés.
- **Langue** : modification de la langue (ou, plus tard, en utilisant la touche F9, vous pouvez basculer entre l'anglais et une autre langue).
- **Licence** : informations sur votre compte et clé d'activation.
- **Aide** : accès aux différentes ressources de documentation.

2 Introduction à la simulation dans PVsyst

Pour ce premier tutoriel explicatif, nous choisissons un **système connecté au réseau**, mais la majorité des étapes et des informations seront également pertinentes pour les systèmes autonomes et les systèmes de pompage.

Le flux de travail dans PVsyst consiste à travailler avec des **Projets** et des **Variantes**. Cela illustre également la hiérarchie du logiciel.

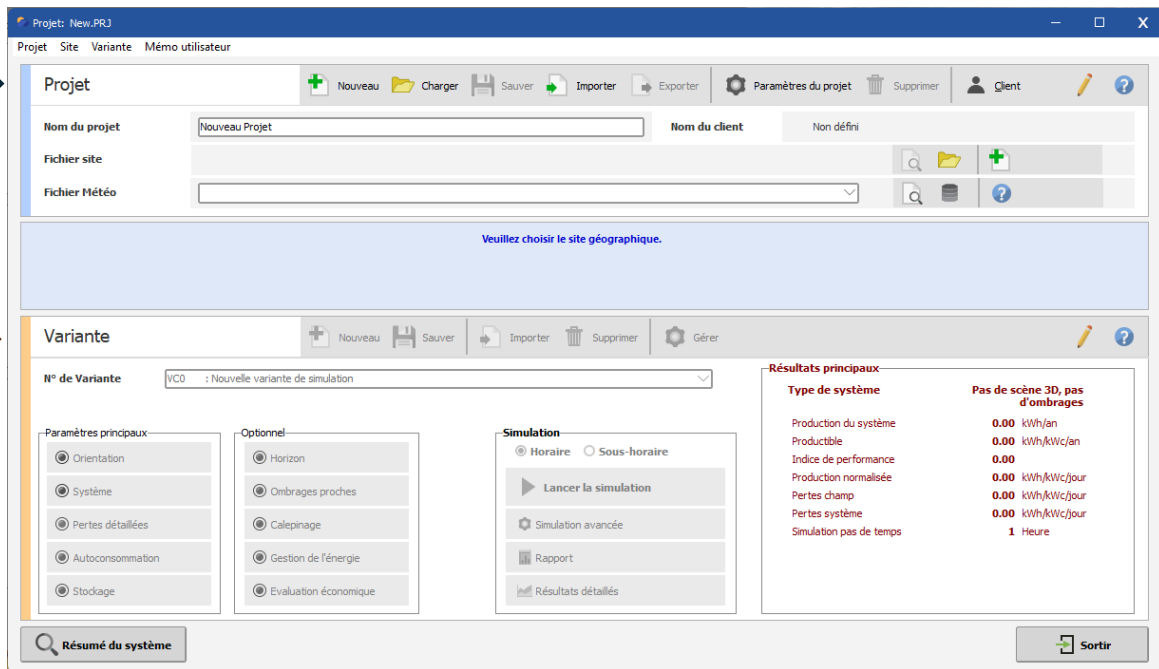
◆ **Projet** : il contient les informations générales, notamment :

- le site géographique du système,
- le fichier météorologique de référence,
- certains paramètres globaux (albédo, conditions de conception, etc.).

◆ **Variante** : chaque variante correspond à une configuration complète du système. Elle inclut :

- le choix et le nombre de panneaux solaires et d'onduleurs,
- la disposition géométrique et les éventuels ombrages,
- les connexions électriques,
- les scénarios économiques, etc.

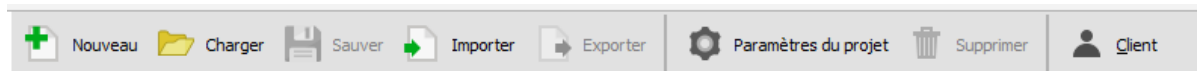
Chaque variante aboutit à un calcul de simulation.



2.1 Définition du projet

En cliquant sur **Systeme couplé au réseau** sur la page d'accueil, PVsyst ouvre automatiquement le projet le plus récent. (Il est possible de modifier ce comportement par défaut : **Option → Préférences → Valeurs par défaut → Chargement automatique des projets**).

Dans la barre d'outils principal, plusieurs actions sont possibles :



Vous pouvez :

- démarrer un nouveau projet (**Nouveau**),
- charger un projet existant (**Charger**),
- importer ou exporter un projet (**Importer/Exporter**),
- définir un **Client** (pour personnaliser le rapport avec les informations de l'entreprise).

Dans les **Paramètres du projet**, vous pouvez définir des paramètres et préférences globaux pour le projet. Notez la **différence** entre les paramètres de projet ici, qui affectent uniquement **ce projet spécifique**, et les **Paramètres avancés** de la page principale, qui s'appliqueront à **tous les projets** de votre espace de travail.

Paramètres du projet

Albédo Conditions de conception Autres limitations Préférences

Paramètres dépendants du site

Températures de réf. pour conception du champ selon les tensions d'entrée de l'onduleur

Température basse pour limite de Voltage Absolu -10 °C Défait

Température de fonctionnement en hiver pour VmppMax 20 °C

Température de fonctionnement habituelle sous 1000 W/m² 50 °C

Température de fonctionnement en été pour VmppMin 60 °C

Autres paramètres de conception

Tension max. du champ

IEC (habituellement 1000V)

UL (habituellement 600 V)

Valeur µVoc

Depuis modèle une-diode

Depuis spécification

Perte limite de surcharge 4.0 %

Modèle de transposition pour ce projet

Modèle de Hay (robuste)

Modèle Perez-Ineichen (sophistiqué)

Puissance de référence pour pertes AC

PNomPV(ac) aux STC

PNom (onduleurs)

Traitement du circumsolaire

Inclus dans diffus

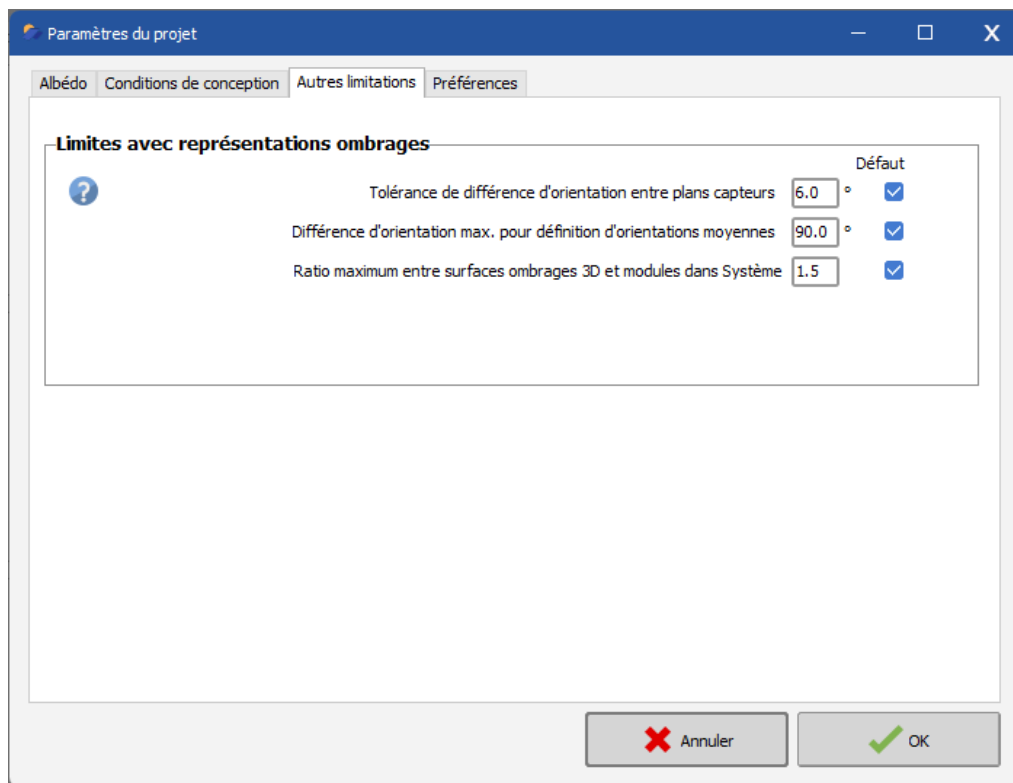
Traitement séparé

Annuler OK

Dans les paramètres du projet, vous pouvez définir, par exemple, l'**albédo** éloigné, c'est-à-dire l'albédo autour de votre site (l'albédo sous les panneaux sera défini dans la fenêtre du système pour les panneaux bifaciaux). Dans les **conditions de conception**, vous pouvez définir, entre autres, la température minimale possible sur votre site pour générer un message d'avertissement pour la limite de tension absolue, ainsi que d'autres températures pertinentes pour générer des graphiques dans l'outil de dimensionnement (notez que la simulation utilisera les températures de votre site ; ces valeurs sont là pour vous aider à définir votre système).

Le paramètre **perte limite de surcharge** sert à dimensionner l'onduleur en fonction d'une perte annuelle tolérée, par défaut fixée à 3 %. En augmentant cette valeur, vous pouvez autoriser un surdimensionnement plus important du champ PV par rapport à l'onduleur.

Dans l'onglet **Autres limitations**, il est possible de définir plusieurs paramètres liés aux seuils utilisés pour l'analyse des représentations d'ombrages et pour le contrôle de cohérence entre la scène 3D et la définition du système. Ces réglages permettent d'assurer la stabilité et la précision des calculs.



Tolérance de différence d'orientation entre plans capteurs

Ce paramètre fixe l'écart angulaire maximal entre des plans pour qu'ils soient considérés comme ayant la même orientation. Au-delà de cette tolérance, les plans sont traités comme ayant des orientations distinctes dans les calculs.

Différence d'orientation maximale pour la définition d'orientations moyennes

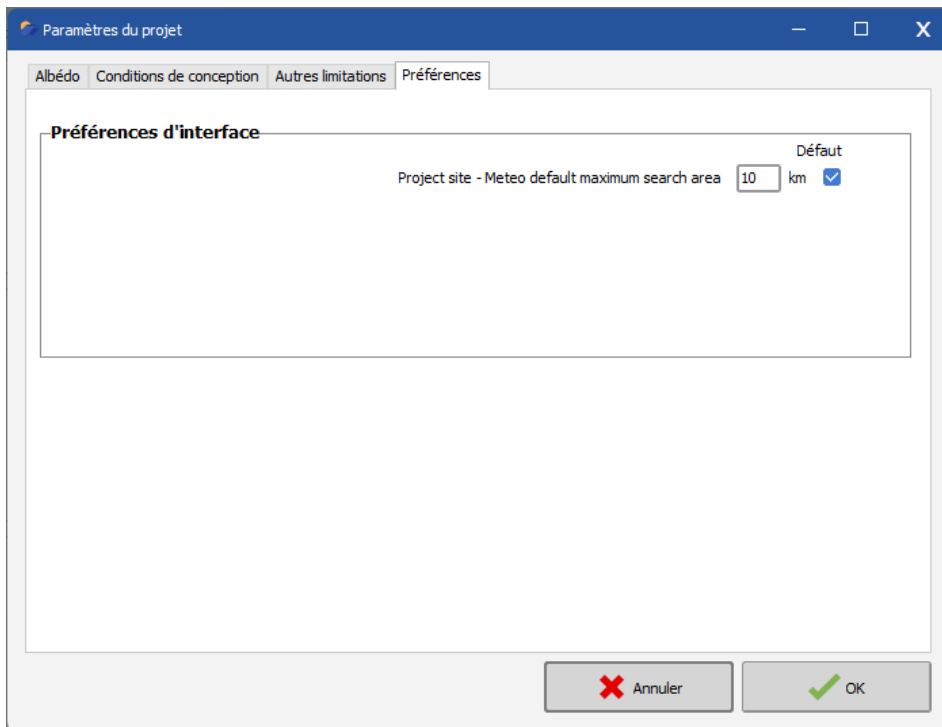
Cette valeur détermine la limite d'écart angulaire autorisée pour regrouper plusieurs plans proches en une orientation moyenne. Si la différence dépasse ce seuil, le système est considéré comme comportant plusieurs orientations (champ hétérogène).

Ratio maximum entre surfaces ombrages 3D et modules dans Système

Ce paramètre contrôle la compatibilité entre la surface totale des modules définie dans la partie Système et la surface représentée dans la scène 3D. Un dépassement de ce ratio peut indiquer une incohérence de modélisation (par exemple modules très espacés ou géométrie incorrecte).

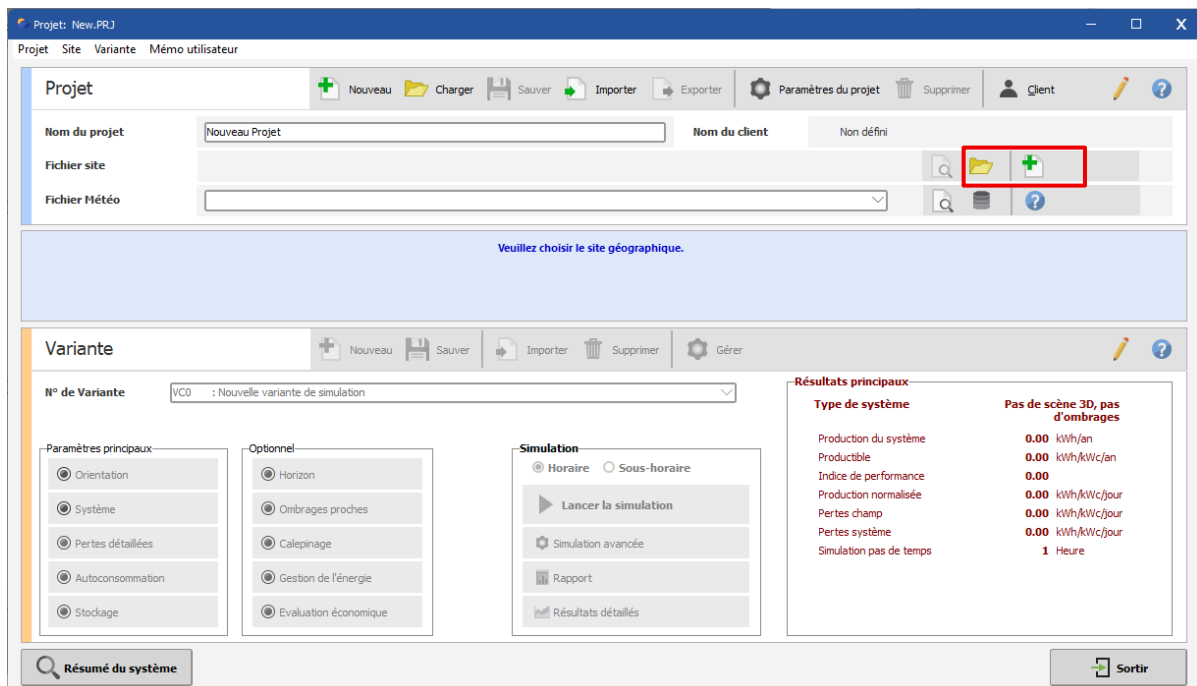
Dans la majorité des cas, les valeurs par défaut conviennent et il n'est pas nécessaire de les modifier, sauf pour des configurations particulières ou des géométries complexes.

Dans l'onglet **Préférences**, vous pouvez définir le rayon dans lequel le programme recherche des fichiers de données météorologiques autour du site du projet. Il est recommandé de conserver une valeur faible pour privilégier des données représentatives des conditions locales, et de l'augmenter uniquement si aucune donnée proche n'est disponible.



Dans le **Projet**, vous devez d'abord définir le nom du projet, choisir votre site et définir un fichier de données météorologiques. Le fichier du site contient les coordonnées de votre projet, utilisées pour calculer la position du soleil à chaque heure de l'année. Le fichier de site créé inclura également des données météorologiques mensuelles, utilisées pour des calculs rapides et approximatifs dans la partie conception du programme.

Pour définir un **site de projet** : vous pouvez soit choisir un site dans la liste 📁, soit créer un nouveau site ➕ en saisissant le nom ou en utilisant la carte interactive.



Dans la boîte de dialogue **Coordonnées géographiques**, vous pouvez vérifier les coordonnées du site choisi et les trajectoires solaires correspondant à ce site. Les trajectoires solaires illustrent la position du soleil à chaque heure tout au long de l'année.

Lors de la création d'un site géographique, vous pouvez importer directement des **données météorologiques** depuis une liste de fournisseurs de données, tels que Meteonorm, PVGIS, Solcast, Solar Anywhere et Solargis. Pour que l'import fonctionne, une connexion Internet active est nécessaire. Les imports sont automatiques en fonction des coordonnées de votre site.

En tant qu'utilisateur, il vous revient de choisir la source de données météorologiques que vous souhaitez utiliser dans votre projet. Pour certains fournisseurs, une licence supplémentaire est requise.


Les données Meteonorm sont incluses avec la licence PVsyst. Elles combinent des mesures terrestres et des observations satellitaires, et utilisent des moyennes mensuelles pour générer des séries temporelles synthétiques — **principalement au pas horaire** ou permettant d'obtenir des données **au pas minute**.

Il est possible de choisir des données météorologiques au pas horaire ou au pas minute, selon le niveau de précision souhaité pour les résultats. Les données horaires permettent d'effectuer des simulations rapidement, mais offrent une résolution temporelle plus limitée. À l'inverse, les données au pas minute nécessitent un temps de calcul plus important, tout en permettant d'analyser plus finement certains phénomènes dynamiques, comme le clipping de l'onduleur.

Les données TMY (Année Météorologique Typique), quant à elles, sont des fichiers de données météorologiques horaires construits à partir de séries de données réelles mesurées sur au moins 10 ans, selon plusieurs critères statistiques.

Les données importées sont affichées en moyenne mensuelle. Selon la source de données météorologiques, vous pouvez également obtenir **la variabilité annuelle de l'irradiation globale horizontale**, c'est-à-dire les fluctuations naturelles de l'énergie solaire reçue sur une surface horizontale d'une année sur l'autre, qui peuvent être utilisées pour calculer des analyses statistiques telles que **P50** et **P90** des prévisions de rendement énergétique des systèmes solaires photovoltaïques.

En cliquant sur **OK**, vous serez invité à sauvegarder le site géographique et les données météorologiques horaires/minute (si votre source météorologique est basée sur des données

synthétiques). En cliquant sur **Ouvrir** , un résumé de vos données météorologiques sera disponible. Notez que PVsyst étiquette une année générique comme étant 1990.

Paramètres du site géographique, nouveau site

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle | Carte interactive

Site: **Genève (Suisse)**
 Source des données:

	Irradiation globale horizontale kWh/m ² /mois	Irradiation diffuse horizontale kWh/m ² /mois	Température °C	Vitesse du vent m/s	Turbidité Linke [-]	Humidité relative %
Janvier	54.7	21.8	2.3	2.35	2.872	81.7
Février	56.9	26.9	3.0	2.56	3.016	75.7
Mars	105.7	46.8	6.9	2.75	3.030	69.0
Avril	145.0	60.6	11.1	2.46	3.744	64.9
Mai	172.2	80.7	14.7	2.35	3.663	68.2
Juin	193.0	83.2	19.1	2.25	4.060	66.1
Juillet	196.2	74.1	21.0	2.16	3.670	63.3
Août	166.9	66.1	20.1	1.86	3.221	67.7
Septembre	123.2	53.5	16.0	2.06	3.392	73.3
Octobre	74.8	34.3	11.6	1.95	2.942	80.4
Novembre	38.4	23.9	6.4	2.06	2.907	83.0
Décembre	26.3	17.7	2.9	2.35	3.465	83.4
Année ?	1333.1	589.5	11.2	2.3	3.332	73.1

Irradiation globale horizontale variabilité d'une année sur l'autre 5.1%

Données requises

Irradiation globale horizontale

Température ext. Moyenne

Données supplémentaires

Irradiation diffuse horizontale

Vitesse du vent

Turbidité Linke

Humidité relative

Unités d'irradiation

kWh/m²/jour

kWh/m²/mois

MJ/m²/jour

MJ/m²/mois


W/m²

Indice de clarté Kt

3 Orientations

Pour définir l'orientation, vous devez choisir le **type de champ**. Il existe trois catégories de types de champ :

- **Plans à orientation fixe,**
- **Plans à suivi sur un axe**
- **Plans à suivi sur deux axes.**

Vous pouvez définir plusieurs types de champ en cliquant sur  **Ajouter une orientation** en haut de la boîte de dialogue. Pour définir une orientation, choisissez le type de champ dans la liste déroulante. L'en-tête affichera le nom de cette orientation. Si la case à droite est cochée, cela définira un nom en fonction des paramètres principaux de l'orientation ; cependant, vous pouvez donner un nom personnalisé.

Type de champ Plan incliné fixe	Nom Fixée, Incl. 20.0°, Azim. 0.0° <input checked="" type="checkbox"/>
------------------------------------	---

Les types de champ ont en commun que vous devez définir l'inclinaison et l'azimut du plan. En général, l'inclinaison du plan est définie comme l'angle entre le plan du collecteur et l'horizontale. L'azimut du plan est l'angle entre le plan du collecteur et la direction vers l'équateur.

Dans l'hémisphère nord, cela signifie que l'azimut est mesuré à partir du sud (vers l'équateur), avec des valeurs positives vers l'ouest (dans le sens antihoraire) :

- sud = 0°, ouest = 90°, nord = 180° et est = -90°.

Dans l'hémisphère sud, l'azimut est mesuré à partir du nord (vers l'équateur), avec des valeurs négatives vers l'est (dans le sens horaire) :

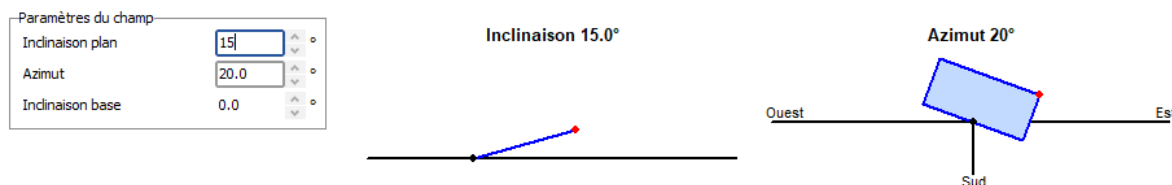
- nord = 0°, ouest = 90°, sud = 180° et est = -90°.

3.1 Orientations fixe

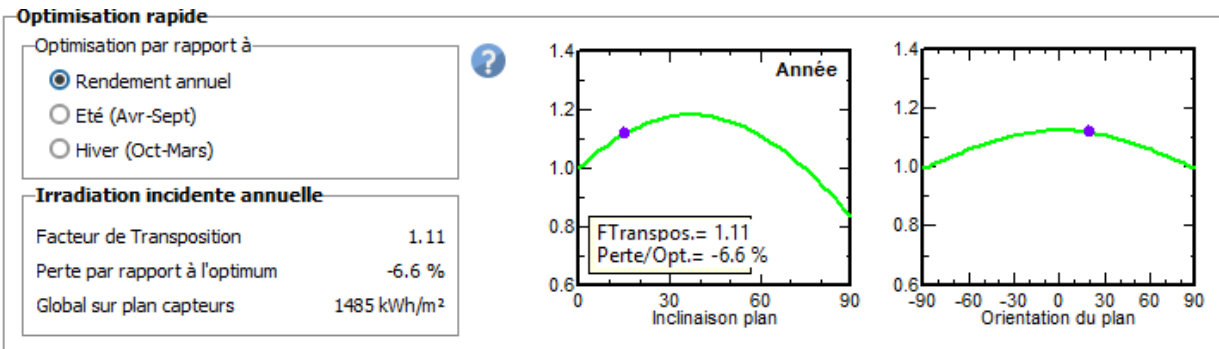
3.1.1 Plan incliné fixe

Il s'agit du type d'orientation le plus simple, il définit l'inclinaison et l'azimut du plan.

Si des tables (champs rectangulaires) sont définies dans la scène 3D, la base de ces tables peut être inclinée par rapport à l'horizontale : c'est **l'angle d'inclinaison de la base**, généralement appelé **penne du terrain** dans la scène 3D. Dans ce cas, l'orientation réelle du plan est modifiée.



Dans la définition des plans fixes, PVsyst affiche un outil d'optimisation rapide, indiquant le rendement énergétique en fonction de l'inclinaison et de l'azimut. Il s'agit d'une estimation approximative visant à évaluer comment votre choix d'orientation (point violet sur la courbe verte) affectera le rendement par rapport à l'optimum. Cela peut montrer le rendement annuel, estival ou hivernal.



3.1.2 Ajustement saisonnier d'inclinaison

Dans le réglage d'inclinaison saisonnier, vous avez la possibilité d'optimiser la production photovoltaïque en modifiant l'inclinaison des tables en fonction de la saison. Cette option permet de définir deux saisons avec une inclinaison de plan correspondante, et vous devez spécifier les mois pour les positions d'hiver et d'été.

Type de champ: Ajustement saisonnier d'inclinaison

Nom: Ajustement saisonnier d'inclinaison, été 20.0°, hiver 50.0°

Surface modules: Système 0 m² 0 modules, Scène 3D 0 m² 0 modules

Paramètres du champ:

Inclin. été	20.0
Inclin. hiver	50.0
Azimut	0.0

Mois d'hiver:

<input checked="" type="checkbox"/> Jan	<input type="checkbox"/> Mai	<input type="checkbox"/> Sep
<input checked="" type="checkbox"/> Fév	<input type="checkbox"/> Jun	<input checked="" type="checkbox"/> Oct
<input checked="" type="checkbox"/> Mar	<input type="checkbox"/> Jui	<input checked="" type="checkbox"/> Nov
<input type="checkbox"/> Avr	<input type="checkbox"/> Aoû	<input checked="" type="checkbox"/> Déc

3.1.3 Dômes

Les dômes correspondent à un système avec deux rangées de tables opposées, généralement associé à une orientation est-ouest. Dans ce cas, PVsyst crée automatiquement une seconde orientation pour la partie opposée de la rangée.

L'espacement entre les deux rangées de dômes est généralement très réduit, de sorte qu'aucune irradiance significative ne peut atteindre le sol sous le dôme. Par conséquent, une telle configuration **n'est pas adaptée aux systèmes bifaciaux**.

Type de champ: Dômes

Nom: Dôme face avant, Incl. 10.0°, Azim. 90.0°

Surface modules: Système 0 m² 0 modules, Scène 3D 0 m² 0 modules

Dôme face avant:

Inclinaison plan	10.0
Azimut	90.0
Inclinaison base	0.0

Dôme face arrière:

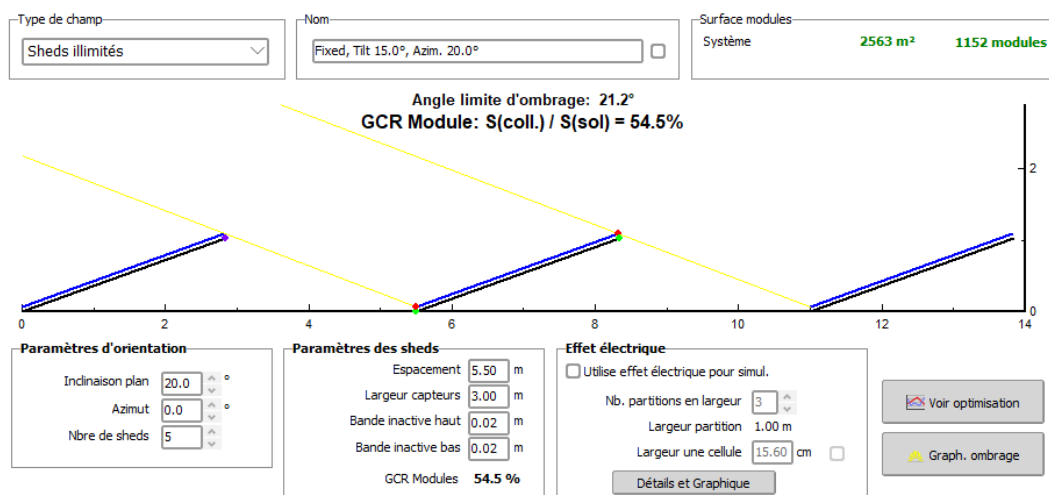
Inclinaison plan	10.0
Azimut	-90.0
Inclinaison base	0.0

3.1.4 Sheds illimités

Les rangées illimitées sont une extension de l'orientation de plan incliné fixe, qui ajoute des paramètres géométriques définissant la disposition des tables (en rangées régulièrement espacées).

Cela permet l'application d'un modèle 2D simplifié d'ombrage mutuel basé sur ces paramètres. Cette approche est généralement plus rapide que la définition d'une scène d'ombrage en 3D et peut donc être utilisée, par exemple, dans des études préliminaires. Les "sheds illimités" font référence à la représentation en 2D, où les extrémités des rangées sont ignorées dans les calculs.

Outre l'orientation, ce mode spécifie des paramètres décrivant le système photovoltaïque, tels que le nombre de rangées et des paramètres comme la largeur de la bande collectrice (active), les bandes mécaniques inactives en haut et en bas, et l'espacement. Le nombre de rangées est nécessaire pour le calcul, car la première rangée n'est pas ombragée. La **largeur de la bande collectrice** est la largeur de votre zone sensible. Par exemple, si vous avez une rangée de modules mesurant 1 x 1,5 m, si les panneaux sont placés en mode paysage, cette largeur sera de 1 m ; en mode portrait, elle sera de 1,5 m. La **bande inactive** fait référence à une structure physique dépassant des modules, qui créera des ombres. L'**espacement** est la distance entre les rangées.



Le **taux de couverture au sol (GCR)** et l'**angle limite** (l'angle du profil à partir duquel vous commencez à avoir des ombrages mutuels) sont calculés en fonction des paramètres que vous choisissez et affichés en haut de la fenêtre. Étant donné qu'il y a des ombrages, cet outil propose également des options avancées pour définir **le nombre de partitions** pour le calcul **des effets d'ombrage électrique**.

3.1.5 Pare-soleils illimités

Il est possible de définir un nombre illimité de pare-soleils sur une façade. Les paramètres des rangées de pare-soleils sont définis de manière similaire à ceux des sheds illimités.

3.2 Définitions des plans suiveurs

3.2.1 Suiveurs illimités, axe horizontal

De manière similaire aux sheds illimités, vous pouvez définir des "suiveurs illimités" pour une étude paramétrique d'un système de suiveur photovoltaïques, sans utiliser la construction de scène 3D.

L'azimut de l'axe se réfère à l'orientation de l'axe, où un **azimut de 0** correspond à **un axe orienté du nord au sud**, donc le suivi du soleil est de l'est à l'ouest. L'angle de rotation autour de l'axe est appelé **Phi**. Des limites mécaniques sur l'amplitude de Phi sont nécessaires. Phi 0 correspond à un axe horizontal ; le phi minimum est l'angle le plus bas autorisé (dans le sens anti-horaire à partir de l'axe horizontal) et le phi maximum est, au contraire, l'angle le plus élevé autorisé (dans le sens horaire à partir de l'axe horizontal).

L'option de **backtracking** empêchera l'ombrage entre les rangées de panneaux en ajustant leur angle d'inclinaison en fonction de la position du soleil. L'option d'optimisation de l'irradiance évaluera l'angle de suivi optimal sur la base du modèle de transposition : l'angle est ajusté pour obtenir le meilleur résultat de transposition de GlobInc, en tenant compte des composantes directe et diffuse.

Les autres paramètres sont les mêmes que pour les "sheds illimités". Notez que les paramètres d'ombrage électrique ne sont visibles que lorsque le backtracking n'est pas activé, car par définition, il n'y a pas d'ombrages mutuels en mode backtracking.

The screenshot displays the configuration window for 'Suiveurs illimités, axe horiz.' in PVsyst. At the top, the 'Type de champ' is set to 'Suiveurs illimités, axe horiz.' and the 'Nom' is 'Fixed, Tilt 15.0°, Azim. 20.0°'. The 'Surface modules' section shows a system area of 2563 m² and 1152 modules. The central graph shows three solar panels with a sun icon at an 'Angle de profil du soleil = 70.0°, Angle phi = -20.0°'. The x-axis represents the azimuth angle from 0 to 20, and the y-axis represents the height from 0.0 to 4.0. Below the graph are four parameter panels: 'Paramètres suiveurs' (Azimut axe: 0.0, Phi min.: -60.0, Phi max.: 60.0, Nbre de suiveurs: 10), 'Suiveur' (Espacement: 6.60 m, Largeur capteurs: 3.00 m, GCR Modules: 45.5%), 'Paramètres du système' (Facteur d'ombrage: 0.0%), and 'Effet électrique' (Utilise effet électrique pour simul.: unchecked, Nb. partitions en largeur: 3, Largeur cellule: 15.60 cm). A 'Détails et Graphique' button is at the bottom right.

En **déplaçant** le soleil, vous avez la possibilité de visualiser le comportement du suiveur en fonction de la position solaire. Cet outil permet notamment d'observer le fonctionnement du mode backtracking, avec un angle phi défini.

3.2.2 Suiveur, horizontal et axe incliné

Comme pour les **Suiveurs Illimités**, vous devez définir l'orientation de l'axe et les angles limites de suivi. Vous avez également la possibilité d'ajouter une inclinaison de l'axe. Vous devez définir les limites de Phi (amplitude mécanique), la stratégie de backtracking, et le mode de calcul du suivi (calcul astronomique ou optimisation de l'irradiance) à utiliser pendant la simulation. Un paramètre supplémentaire, **Mise en sécurité vent**, définit une position de sécurité de repos, à activer pendant la simulation lorsque la vitesse du vent est trop élevée. Il faut définir la vitesse du vent ainsi que la position de mise en sécurité.

Angles de l'axe et limitations

Inclinaison axe: 10.0

Azimut axe: 0.0

Phi min.: -60.0

Phi max.: 60.0

Comportements spéciaux

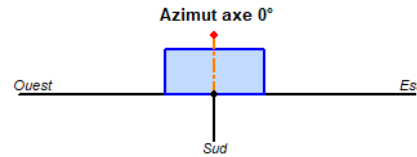
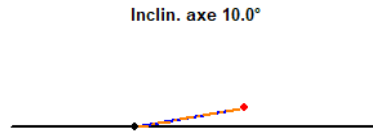
Backtracking

Optimisation irradiance

Mise en sécurité vent

Limite de vitesse du vent: 12.00 m/s

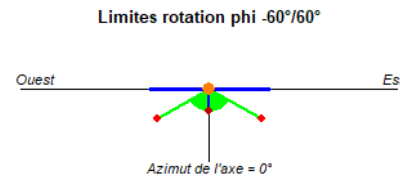
Position de mise en sécurité: 0.0



Plan suiveur, axe incliné

Phi est l'angle de rotation autour de l'axe, Phi=0 lorsque le plan est dans la direction de l'axe

Définissez les limites de course (Phi min. vers l'est, Phi max vers l'ouest).



3.2.3 Suiveur, axe vertical

Avec des suiveurs à axe vertical, le collecteur est maintenu à une inclinaison fixe mais tourne en fonction de l'azimut solaire. Cette configuration peut être utilisée avec des arrangements en "parabole", lorsqu'un grand support rotatif maintient plusieurs rangées de modules ; ce cas particulier est possible car l'axe de rotation d'une rangée peut être décalé par rapport au collecteur. L'inclinaison du plan et les limites mécaniques d'azimut du suiveur doivent être définies.

Limites sur inclin. et rotation

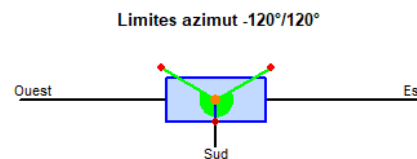
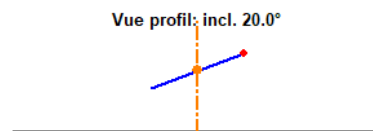
Inclinaison plan: 20.0

Azimut min.: -120.0

Azimut max.: 120.0

Comportements spéciaux

Backtracking



Plan suiveur, axe vertical

Les capteurs sont montés avec inclinaison fixe, sur un support tournant autour d'un axe vertical.

Définissez l'inclinaison, et les limites de course en azimut.

NB : Le backtracking est difficile à concevoir, et n'est pas encore implémenté.

3.2.4 Pare-soleils suiveurs

Il est possible de définir un pare-soleil suiveur. Vous devez spécifier l'orientation de la façade ainsi que l'inclinaison minimale et maximale. Optimiser l'équilibre entre la protection solaire et la production photovoltaïque est un défi. La stratégie de backtracking est probablement la seule approche raisonnable pour opérer des trackers avec pare-soleil.

Angles de l'axe et limitations

Orient. façade: 0.0

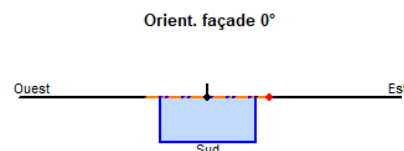
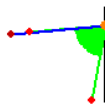
Inclinaison min.: 5.0

Inclinaison max.: 80.0

Comportements spéciaux

Backtracking

Limites incl. 5.0°/80.0°



3.2.5 Suiveur, axe horizontal Est/Ouest

Le suivi horizontal Est/Ouest fait référence à un système où l'axe de rotation est généralement orienté est/ouest. Avec une orientation de l'axe à 0° dans l'hémisphère nord, les panneaux seront

orientés vers le sud, et l'inclinaison minimale et maximale définira les amplitudes mécaniques pour suivre la hauteur du soleil en direction sud, c'est-à-dire principalement les variations saisonnières. Cette configuration est disponible dans PVsyst, bien qu'elle ne soit utilisée que dans des situations très spécifiques.

3.3 Plans suiveurs deux axes

3.3.1 Suiveur deux axes

Axis and limiting angles

Axis orientation:


Min. tilt:

Max. tilt:

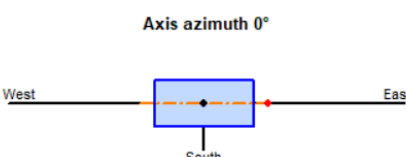
Special Behaviors

Backtracking

Tilt limits -30.0°/80.0°



Axis azimuth 0°



Tracking plane, horizontal E-W axis

Horizontal axis orientation is defined as azimuth = 0 for E-W axis.

Please define the mechanical stroke limit tilts:

Minimum tilt (up to -90° = vertical north)

Maximum tilt (up to 90° = vertical south)

Les trackers solaires à deux axes ajustent à la fois l'inclinaison et l'orientation des panneaux solaires pour rester perpendiculaires aux rayons du soleil tout au long de la journée. Vous devez définir les limites d'amplitude pour l'inclinaison et l'azimut.

Limites angles de rotation

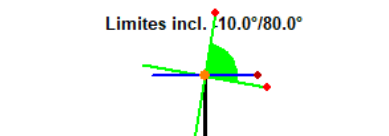
Inclinaison min.:

Inclinaison max.:

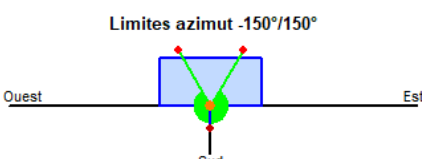
Azimut min.:

Azimut max.:

Limites incl. -10.0°/80.0°



Limites azimuth -150°/150°



Plan suiveur, deux axes

Veuillez définir les limites de course :

Inclin. min (jusqu'à -90° = vertical nord)

Inclin. max (jusqu'à +90° = vertical sud)

Azimut min. (vers l'est, jusqu'à -180°)

Azimut max. (vers l'ouest, jusqu'à +180°)

3.3.2 Suiveur deux axes, cadre Nord/Sud et Est/Ouest

Il existe des scénarios spécifiques pour les systèmes de suivi à 2 axes. Le plan est toujours perpendiculaire aux rayons du soleil, mais l'orientation du tracker dans ce plan peut varier. Cela peut entraîner des ombrages mutuels différents. Vous devez définir ici les paramètres liés à l'orientation. Les caractéristiques du cadre mécanique (taille, largeur, etc.) seront définies lors de la création de la représentation du champ en 3D. Le backtracking peut être effectué entre les trackers au sein d'un cadre, mais pas entre les cadres adjacents.

Cadre orientable

Inclinaison axe

Azimut axe

Phi cadre min.


Phi cadre max.

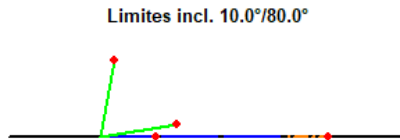
Sheds sur le cadre

Min. inclin./cadre

Max. inclin./cadre

Comportements spéciaux

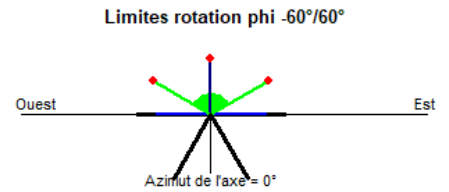
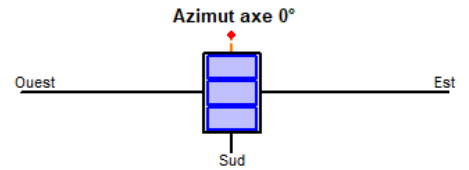
Backtracking 



Cadre orientable

Cette configuration ne peut être définie qu'avec les ombrages 3D.

Cet outil 3D permet de définir la géométrie du cadre et des sheds, et de la contrôler visuellement.



Cadre orientable

Inclin. min. cadre

Inclin. max. cadre


Azim. perp. à l'axe

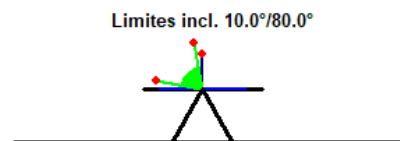
Suiveurs sur le cadre

Phi min.

Phi max.

Comportements spéciaux

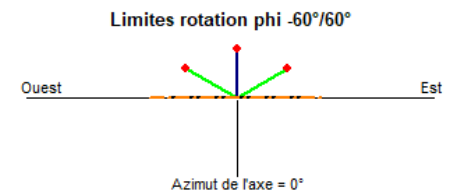
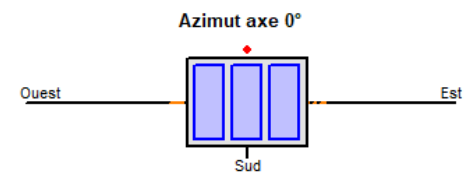
Backtracking 



Cadre orientable

Cette configuration ne peut être définie qu'avec les ombrages 3D.

Cet outil 3D permet de définir la géométrie du cadre et des sheds, et de la contrôler visuellement.



4 Système

Dans les projets connectés au réseau, le **système** est défini comme l'ensemble des composants constituant les modules PV, les onduleurs et la conception du champ, ici séparés par différentes couleurs de fond.

4.1 Liste des sous-champs

Le système est organisé en un ensemble de **sous-champs**, chacun défini par :

The screenshot displays the 'Définition d'un système réseau' window in PVsyst. The 'Liste des sous-champs' panel on the left is highlighted with a red box. The main configuration area is divided into several sections: 'Sélection de l'orientation' (Fixed, Incl. 20.0°, Azim. 0.0°), 'Sélection du module PV' (Generic - Mono 300 Wp 60 cells), 'Sélection de l'onduleur' (Generic - 9 kWac inverter), and 'Dimensionnement du champ' (36 modules, 59 m² surface). A 'Résumé système global' panel is located at the bottom left, showing key system parameters. The interface includes various dropdown menus, checkboxes, and input fields for configuring the system.

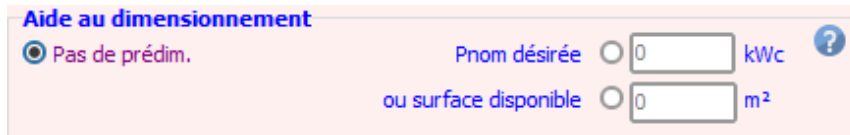
- Un modèle de module PV, choisi dans la base de données,
- Un modèle d'onduleur, choisi dans la base de données,
- Le nombre d'entrées de l'onduleur,
 - soit des onduleurs complets,
 - soit le nombre d'entrées MPPT,
- Le nombre de modules en série et le nombre de chaînes de modules.
 - Le nombre total de chaînes devrait idéalement être un multiple du nombre d'entrées MPPT de l'onduleur.
 - Cela permet de répartir les chaînes de manière parfaitement équilibrée entre les différentes entrées MPPT (même nombre de chaînes par MPPT), assurant ainsi une répartition homogène de la puissance DC.
 - Si le nombre de chaînes n'est pas divisible par le nombre de MPPT, PVsyst répartira automatiquement les chaînes de la façon la plus équilibrée possible entre les entrées. Toutefois, cela peut entraîner un déséquilibre de puissance entre MPPT.
 - Si ce déséquilibre devient trop important, un avertissement sera affiché. Il est alors recommandé de définir manuellement une distribution adaptée ou

d'ajuster le nombre de chaînes afin d'obtenir un système électriquement équilibré.

- Dans certains cas, des dispositifs supplémentaires peuvent être ajoutés au sous-champ, comme des optimiseurs de modules ou de chaînes.

Vous pouvez gérer (ajouter, copier, renommer, déplacer et supprimer) dans la liste située à gauche de la fenêtre.

Une aide au **pré-dimensionnement**



est disponible dans le coin supérieur droit de la fenêtre du système. Cet outil propose un dimensionnement automatique, où vous pouvez spécifier soit la puissance nominale souhaitée, soit la surface disponible pour vos modules.

En raison de cette organisation en sous-champs, toutes les chaînes de modules connectées à l'entrée d'un onduleur (ou d'une entrée MPPT) sont homogènes :

- modules et onduleurs identiques,
- même nombre de modules en série,
- même orientation.

Ces exigences d'homogénéité dans PVsyst sont une règle générale pour toute installation réelle.

Par exemple, il n'est pas recommandé de connecter un nombre différent de modules en série sur une même entrée d'onduleur, car cela pourrait avoir des conséquences négatives sur les conditions de fonctionnement de votre système (notamment pour la recherche du MPP). De même, il n'est pas conseillé de mélanger différents modèles de modules sur une entrée MPPT. Étudier des champs avec différents types de modules (par exemple un mélange de classes de puissance) n'est actuellement pas possible dans PVsyst.

Chaque sous-champ est associé à une orientation. En principe, tous les modules d'un même sous-champ doivent être orientés de la même manière. Mélanger des modules PV avec des orientations différentes au sein d'une même chaîne est à proscrire : cela engendre des pertes de courant importantes liées aux écarts d'irradiance, puisque le courant d'une chaîne est toujours limité par le module le plus faible.

De plus, **PVsyst interdit** explicitement la définition de plusieurs orientations au sein d'une même chaîne, ce qui empêche automatiquement toute configuration non conforme.

En revanche, il est possible de mettre en parallèle des chaînes de différentes orientations : le mismatch de tension reste généralement très faible.

PVsyst autorise la création de sous-champs avec deux orientations sur une même entrée onduleur, et les pertes potentielles liées au mismatch entre orientations seront affichées dans le diagramme des pertes.

4.2 Dimensionnement du champ

Les panneaux photovoltaïques ont un coefficient de température, qui indique comment leur tension et leur courant de sortie changent avec les variations de température. En général, lorsque la température augmente, la tension de sortie des panneaux diminue.

La tension au point de puissance maximale (VMPP) varie avec la température en raison du coefficient de température ; il est donc essentiel de prendre en compte la température lors du dimensionnement de la tension pour le système PV.

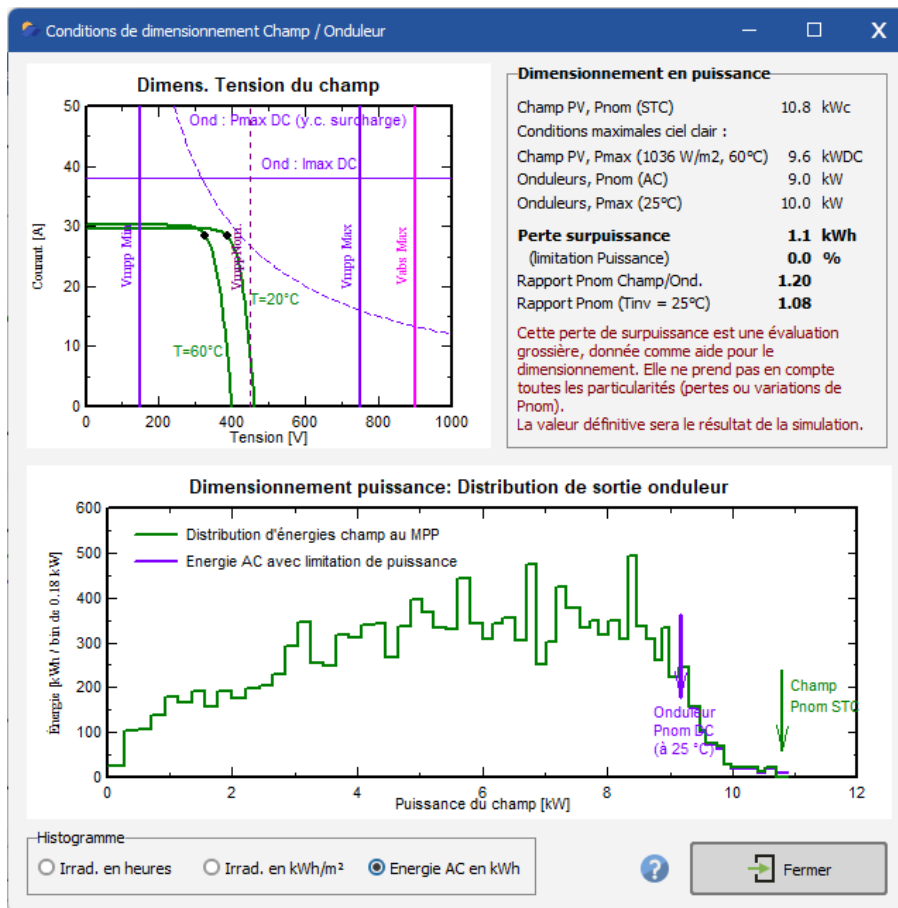
Performance de l'onduleur : l'onduleur convertit l'énergie en courant continu produite par les panneaux PV en courant alternatif pour l'utilisation dans le système électrique.

Les onduleurs ont également des limites de température et des considérations d'efficacité. Si la tension n'est pas correctement dimensionnée en fonction des conditions de température, l'onduleur peut ne pas fonctionner de manière optimale, entraînant une réduction de la production d'énergie, voire des dommages potentiels à l'onduleur.

Lors de la conception du champ, le nombre de modules en série doit respecter les exigences suivantes :

- Rester au-dessus de la tension de fonctionnement minimale de l'onduleur, V_{min} , dans la plage MPPT (c'est-à-dire à la température de fonctionnement maximale du module, 60 °C par défaut).
- Rester en dessous de la tension de fonctionnement maximale de l'onduleur (c'est-à-dire à la température de fonctionnement minimale du module, 20 °C par défaut).
- Ne pas dépasser la tension d'entrée absolue maximale de l'onduleur (c'est-à-dire V_{oc} à la température minimale, -10 °C par défaut).
- Ne pas dépasser la tension maximale du système spécifiée pour le module photovoltaïque.

En cliquant sur "Dimensionnement", vous accédez à un outil spécifique qui regroupe toutes les contraintes relatives au dimensionnement d'un système particulier.



- **Pour le nombre de modules en série et les chaînes :** le diagramme supérieur affiche la courbe I/V de l'ensemble PV, ainsi que la plage MPPT, les limites de tension, de puissance et de courant de l'onduleur. Le petit point noir doit rester à l'intérieur des limites de sécurité. Dans les paramètres du projet, ces valeurs peuvent être modifiées si nécessaire ; cela n'affectera pas la simulation, mais seulement le dimensionnement et la courbe I/V.
- **Pour le dimensionnement de l'onduleur :** Le deuxième graphique, appelé graphique de distribution de la puissance de sortie du système, illustre la répartition annuelle de la puissance générée par le système photovoltaïque. L'axe horizontal affiche les intervalles de puissance, tandis que l'axe vertical montre l'énergie totale produite dans chaque intervalle. Ce graphique met en évidence les plages de puissance les plus fréquentes, offrant des indications pour optimiser le dimensionnement de l'onduleur et évaluer les pertes potentielles dues à la surcharge.

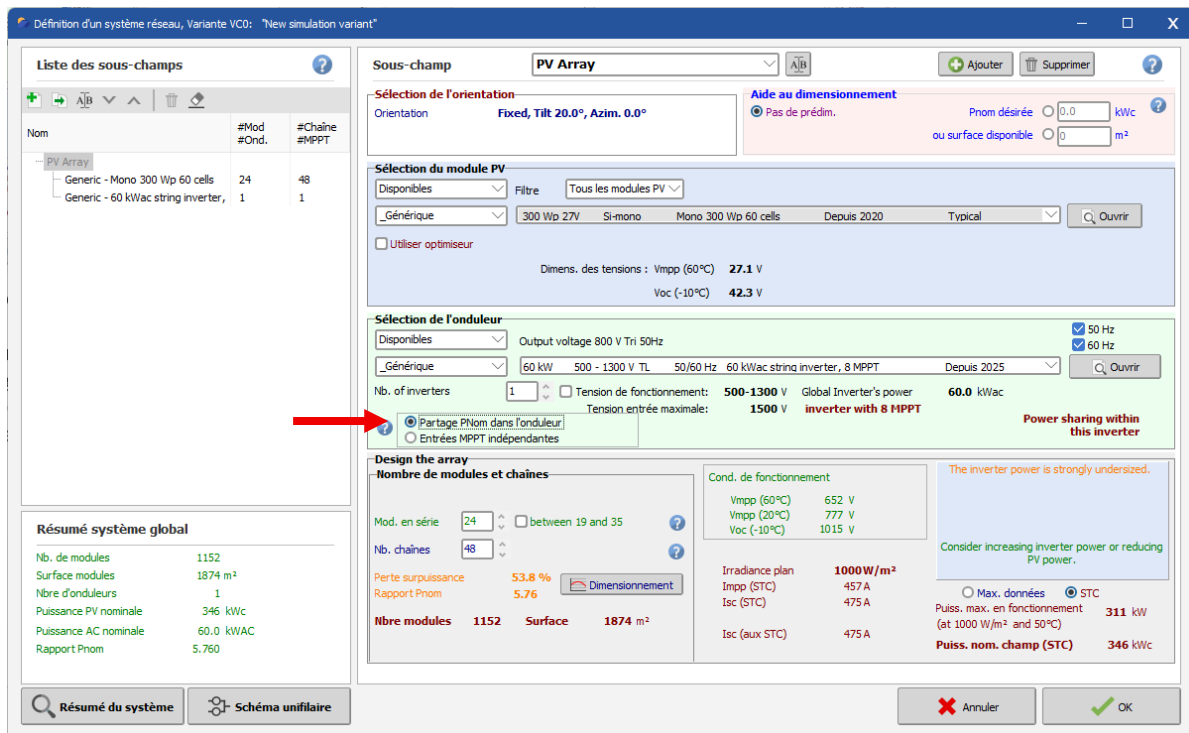
Le dimensionnement optimal de l'onduleur est basé sur la perte de surcharge acceptable sur l'année. Cela conduit généralement à surdimensionner le rapport de puissance (puissance nominale du champ PV par rapport à la puissance nominale AC de l'onduleur). Notez qu'il s'agit d'une première estimation approximative et que vous pourrez ensuite définir différentes pertes, comme les ombrages proches et lointains. Des outils spécialisés sont également disponibles pour évaluer diverses pertes dues au câblage, à la qualité des modules, aux écarts entre modules, à l'encrassement, au comportement thermique, au montage mécanique, à l'indisponibilité du système, etc..

4.3 Fonctionnalité Multi MPPT et Partage de puissance

La technologie MPPT, acronyme de **Maximum Power Point Tracking** (Suivi du Point de Puissance Maximum), permet à un onduleur solaire de suivre indépendamment le point de puissance maximum d'un champ PV.

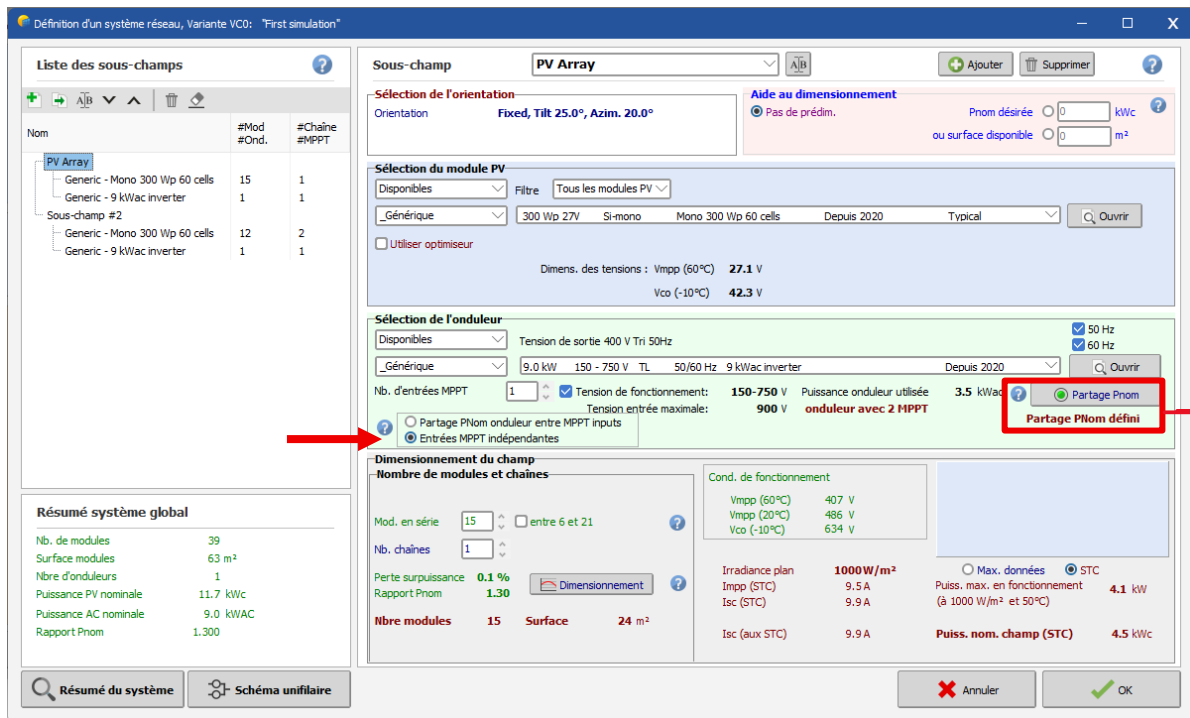
Ainsi, en cas de chaînes de longueurs différentes, de panneaux orientés différemment sur le site, d'ombrage partiel dû à des objets proches ou de salissures, le multi-MPPT permet au système de réduire l'impact en ajustant le fonctionnement des chaînes affectées sans perturber les autres.

En choisissant l'option de **Partage de Pnom dans l'onduleur**,



PVsyst répartira automatiquement la puissance de manière égale sur les entrées MPPT. Si vous avez différentes configurations à l'entrée des onduleurs Multi-MPPT, vous devez définir un sous-champ pour chaque type de configuration.

En sélectionnant **entrées MPPT indépendantes**,



il est possible de prendre en compte chaque entrée MPPT individuellement.

Sous la sélection du modèle d'onduleur, on choisit ainsi un nombre d'entrées MPPT au lieu d'un nombre d'onduleurs. Si l'onduleur a la capacité de répartir une partie de la puissance nominale entre les entrées MPPT, cela peut être configuré dans la fenêtre de **Partage Pnom**.

~~Le partage de puissance garantit que la puissance générée par chaque contrôleur MPPT est efficacement distribuée entre les différentes chaînes ou groupes de panneaux en assignant chaque sous-ensemble à un groupe de partage de puissance.~~

À droite de la fenêtre de partage de puissance, vous avez la configuration de l'onduleur. En faisant glisser un sous-champ de la liste de droite vers la fenêtre de configuration de l'onduleur, vous pouvez associer des sous-ensembles au même onduleur.

Un résumé des caractéristiques des sous-champs apparaîtra, incluant le nombre de MPPT, la puissance nominale pour chaque MPPT, le pourcentage de la puissance nominale totale de l'onduleur, la puissance PV installée dans le sous-champs, ainsi que le ratio de puissance nominale dans le sous-ensemble.

Partage de puissance entre entrées MPPT d'un même onduleur

Partage de puissance nom. entre entrées MPPT d'un même onduleur dans des sous-champs différents

Soyez prudent : la base de données de PVSyst ne contient pas toutes les limitations établies par les fabricants !
Lorsque vous spécifiez des dérives par rapport au cas normal, vous devez vérifier leur compatibilité avec les spécifications des datasheets.

Partage puissance sur entrées MPPT

Vous pouvez modifier le PNom des entrées MPPT pour partager la puissance avec d'autres sous-champs. Cependant la puissance totale de chaque onduleur doit rester la puissance nominale. La puissance partielle ne doit pas excéder la puissance max. autorisée par le fabricant pour une entrée donnée. Pour configurer le partage de puissance cliquez la case à cocher ci-dessous, ajoutez des configurations avec le bouton +, glissez-déposez les sous-champs de l'arbre de droite vers les configurations de l'arbre de gauche.

Partage PNom défini

Utiliser le partage de puissance nominale entre entrées MPPT d'un même onduleur

Liste des sous-champs		Config. onduleur					
Onduleur/Sous-champ	Nb. MPPT	Modèle d'onduleur/Configuration	Nb. MPPT	Pnom/MPPT	% Pnom	Puissance PV	Rapport ...
9 kWac inverter	2 MPPT/ond	9 kWac inverter	2 MPPT/ond				
PV Array	1	Configuration 1	2 (1 Ond.)				
Sub-array #2	1	PV Array	1	3,462 kW	38,46 %	4,5 kWc	1,30
		Sub-array #2	1	5,538 kW	61,54 %	7,2 kWc	1,30

Schéma unifilaire

Annuler OK

Le partage de puissance sera automatiquement équilibré si **Auto-égalisation Pnom** est coché. Vous avez également l'option de répartir et/ou ajuster manuellement la puissance attribuée à chaque sous-champ en décochant cette option.

En cliquant sur l'**icône de poids**, le ratio Pnom est équilibré, et en cliquant sur la **gomme**, le ratio Pnom est réinitialisé.

5 Pertes détaillées

Plusieurs paramètres sont initialisés par PVsyst avec des valeurs par défaut raisonnables pour la première simulation, mais que vous devriez modifier en fonction des spécificités de votre système afin d'ajouter plus de précision à la simulation. Ces paramètres sont accessibles via le bouton **Pertes détaillées** dans le tableau de bord du projet.

5.1 Paramètres thermiques

Le comportement thermique de l'ensemble est calculé à chaque étape de la simulation par un équilibre thermique, qui établit la température de fonctionnement instantanée utilisée pour la modélisation des modules PV.

L'équilibre thermique prend en compte le facteur de perte thermique :

$$U = U_c + U_v \cdot \text{VitesseVent} [W/m^2 \cdot K]$$

Le facteur de perte thermique, ou valeur U dans PVsyst, est une mesure de la quantité de chaleur évacuée par le système photovoltaïque. Plus la chaleur est dissipée efficacement, plus la température reste basse, et plus les pertes de rendement sont limitées. Les modules auto-ventilés, bénéficiant d'une meilleure circulation d'air, évacuent plus facilement la chaleur et présentent donc une valeur U plus élevée. À l'inverse, les modules intégrés retiennent davantage la chaleur, ce qui entraîne une valeur U plus faible et des pertes de rendement plus importantes.

En pratique, nous conseillons de ne pas utiliser la dépendance au vent, car la vitesse du vent est généralement mal définie dans les données météorologiques, et le paramètre U_v est peu connu. Par conséquent, nous mettons $U_v = 0$ et incluons un effet moyen du vent dans le terme constant.

D'après nos propres mesures sur plusieurs systèmes, PVsyst propose des valeurs par défaut selon le type de montage :

- **$U_c = 29 W/m^2K$** pour une circulation d'air totalement libre autour des collecteurs (collecteurs indépendants).
- **$U_c = 27 W/m^2K$** pour les dômes, un fabricant a mesuré la valeur U sur plusieurs installations (hauteur d'environ 40 à 70 cm au-dessus du sol)
- **$U_c = 20 W/m^2K$** pour les modules semi-intégrés avec un conduit d'air à l'arrière.
- **$U_c = 15 W/m^2K$** pour les modules intégrés (dos isolé), car une seule surface participe au refroidissement par convection/radiation.

Fact. de pertes thermiques du champ

Fact. de pertes thermiques $U = U_c + U_v \cdot \text{Vit.vent}$

Fact. de pertes constant U_c W/m^2K

Fact. selon vitesse du vent U_v $W/m^2K m/s$

Valeurs par défaut selon le montage

- Capteurs "nus" avec circulation d'air tout autour
- Dômes
- Semi-intégré avec lame d'air
- Intégré avec isolation arrière

L'effet de perte thermique est montré sur le diagramme de perte de l'ensemble dans le rapport final.

Le 'facteur NOCT standard' (Nominal Operating Cell Temperature) est la température que le module atteint en équilibre pour des conditions environnementales et opérationnelles très spécifiques. Il peut souvent être trouvé avec les spécifications du module fournies par les fabricants. Il n'a pas de réelle pertinence pour la simulation car les conditions pour lesquelles il est spécifié sont loin d'une opération réaliste du module. PVsyst ne le mentionne que pour être complet et pour comparaison avec les spécifications du fabricant.

5.2 Pertes ohmiques

La résistance ohmique du câblage induit des pertes ($R \cdot I^2$) entre la puissance disponible des modules et celle aux bornes de l'ensemble. Ces pertes peuvent être caractérisées par un seul paramètre R défini pour l'ensemble global.

5.2.1 Circuit DC: pertes ohmiques pour le champ

Le programme propose une fraction de perte de câblage global par **défaut de 1,5 %** par rapport **aux conditions de fonctionnement STC**. Cependant, vous disposez d'un outil spécifique pour établir et optimiser les pertes ohmiques via le bouton de *calcul détaillé*. Cet outil demande la longueur moyenne des fils pour les boucles de chaînes et entre les boîtes de jonction intermédiaires et l'onduleur et aide à déterminer les sections de fils.

Il est également possible de définir les pertes ohmiques côté DC en renseignant directement une résistivité globale de câblage. Cette approche peut être utilisée lorsque le schéma de câblage est réalisé avec un logiciel tiers permettant d'extraire cette valeur, qui peut ensuite être introduite dans PVsyst.

Circuit DC : pertes ohmiques pour le champ

Spécifié par

Rés. de câblage globale 378.1 mΩ Calculée ?

Frac. de pertes aux STC 1.50 % Défaut

Chute de tension de la diode série 0.0 V Défaut

NB : rappelez-vous que la perte de câblage se comporte comme le carré du courant. Par conséquent, fonctionner à demi-puissance entraînera seulement un quart de la perte relative. La perte effective pendant une période donnée sera fournie comme résultat de simulation et affichée sur le diagramme de pertes. Elle est généralement de l'ordre de 50-60 % de la perte relative spécifiée ci-dessus lors du fonctionnement au MPP.

Dans les anciennes installations photovoltaïques, il était courant d'inclure une diode de blocage en série avec chaque chaîne pour prévenir le courant inverse des chaînes voisines en cas de déséquilibre. Cependant, cette approche est maintenant considérée comme inutile. Même lorsqu'une chaîne est fortement ombragée, sa tension reste généralement proche de sa tension en circuit ouvert (V_{oc}), rendant la diode inefficace. De plus, ces diodes étaient sujettes à des défaillances, souvent non détectées. Autant que nous le sachions, l'utilisation de diodes de blocage dans les systèmes modernes a été largement abandonnée, et la chute de tension à travers la diode en série peut être laissée à 0.

5.2.2 Pertes AC après l'onduleur

Il est également possible d'inclure les pertes entre la sortie de l'onduleur et le point d'injection (compteur d'énergie). Il suffit de définir la distance, et la perte apparaîtra également dans le diagramme de pertes.

Pertes AC après l'onduleur

Circuit AC : onduleur au point d'injection (par onduleur)

Définir perte ohmique du circuit AC

Long Ond. => Injection m Section câbles

Frac. de pertes aux STC %

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 230 V Mono, I = 38.4 A

Chute de tension aux STC 1.2 V (0.52 %)

Cuivre
 Alu

Utilise un ou plusieurs transfos MT
 Utilise un transfo HT

Dans de nombreuses grandes installations photovoltaïques (de l'ordre du MWc), le transformateur ne fait pas partie de l'onduleur, mais est un dispositif externe directement connecté au réseau de Moyenne Tension (MT) ou même de Haute Tension (HT).

- Un ou plusieurs transformateurs de Moyenne Tension pour l'ensemble du système. PVsyst répartira de manière égale la puissance de sortie de tous les onduleurs entre tous les transformateurs.
- Un transformateur de Moyenne Tension dans chaque sous-champ. Les propriétés du transformateur peuvent varier d'un sous-champ à l'autre, mais chaque sous-champ doit avoir un transformateur.
- Il est possible d'ajouter un transformateur de Haute Tension qui élève la tension avant le point d'injection.

Notez que, lorsqu'on inclut des transformateurs, la distance de l'onduleur au point d'injection correspond plutôt à la distance de l'onduleur au transformateur.

Pertes AC après l'onduleur

Perte câbles AC onduleur - transfo MT (par onduleur)

Définir perte ohmique du circuit AC

Longueur onduleur => transfo MT m Section câbles

Frac. de pertes aux STC %

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 230 V Mono, I = 38.4 A

Chute de tension aux STC 1.2 V (0.52 %)

Cuivre
 Alu

Utilise un ou plusieurs transfos MT
 Utilise un transfo HT

Ligne Moyenne Tension

Tension ligne MT kV

Longueur Transfo MT => injection m Section câbles

Frac. de pertes aux STC %

STC: Pac = 8.83 kW, Vac = 20.0 kV Mono, I = 0.44 A

Chute de tension aux STC 0.2 V (0.00 %)

Cuivre
 Alu

Transformateur externe, Moyenne tension

Transfo(s) MT, système complet

Nombre de transfos MT Déconnexion nocturne

Valeurs génériques

Pac(STC) de référence **8.83 kW**

Perte fer (val. constante) % kW défaut

Perte cuivre (résistive) % aux STC défaut

Résistance équivalente du transfo 3 x 211.6 mΩ

Spécification du transformateur

Utilise les spécifications du transfo

Puissance nominale kVA

Perte fer (à vide) kVA

Perte cuivre (résistive) à PNom kVA

Perte globale à PNom kVA

Efficacité globale à PNom %

Les principales pertes associées à un transformateur sont :

- Les **pertes fer**, principalement dues à l'hystérésis et aux courants de Foucault dans le noyau du transformateur, sont proportionnelles au carré du flux dans le noyau, c'est-à-dire au carré de la tension. Étant donné que la tension du réseau est constante, il s'agit donc d'une perte constante. Par défaut, PVsyst utilisera 0,1% de la puissance nominale de référence.
- **Déconnexion nocturne** : la perte fer reste active et constante tant que le transformateur est connecté au réseau, et cela peut représenter une perte d'énergie significative. Dans les résultats de simulation, cela apparaîtra comme un rendement négatif du système

E_Grid pendant la nuit. Il peut être économiquement avantageux de prévoir un interrupteur pour déconnecter le transformateur du réseau pendant la nuit. Pour activer ce comportement dans la simulation, veuillez cocher l'option "Déconnexion nocturne" à côté du nombre de transformateurs. Cette option est globale pour tous les transformateurs du système.

- Les **pertes ohmiques**, également appelées **pertes cuivre**, proviennent de la résistance des enroulements primaire et secondaire des bobines du transformateur. Celles-ci peuvent être représentées par une résistance équivalente unique R, et dans la simulation, cette perte sera calculée comme $R * I^2$. Comme pour les pertes de câblage, cela signifie que la perte relative est proportionnelle au courant (ou à la puissance).

5.2.2.1 Pertes ohmiques AC : puissance de référence

PVsys propose une valeur initiale générique de perte ohmique relative pour les premières étapes de développement du projet. Vous pouvez choisir la puissance de référence parmi les options suivantes :

- **PNomPV(ac)** : La puissance nominale de l'ensemble PV aux conditions STC (PNomPV [kWp]), ajustée par le rendement de l'onduleur. Il s'agissait de l'option par défaut dans PVsys avant la version 7.2.
- **PNom(Inv)** : La puissance nominale de sortie de l'onduleur(s), sans appliquer de correction de température.

Ce choix est effectué pour chaque projet dans la boîte de dialogue des paramètres du projet.

Dans le menu principal *Paramètres > Préférences > Modèles physiques > Références de pertes AC*, vous pouvez définir la valeur initiale par défaut lors de la création d'un nouveau projet.

5.3 Qualité des modules – LID – Mismatch

5.3.1 Qualité des modules

L'objectif de ce paramètre est de refléter la confiance que vous accordez à l'adéquation de la performance réelle de votre ensemble de modules par rapport aux spécifications du fabricant.

Par défaut, PVsys initialise la "Perte de Qualité des Modules" en fonction de la tolérance spécifiée par le fabricant des modules PV. PVsys choisit un quart de la différence entre ces valeurs. Par exemple, avec une tolérance de -3...+3 %, la perte sera de 1,5 %, et avec un tri positif de 0...+3 %, elle sera de -0,75 % (c'est-à-dire une valeur de perte négative, représentant un gain).

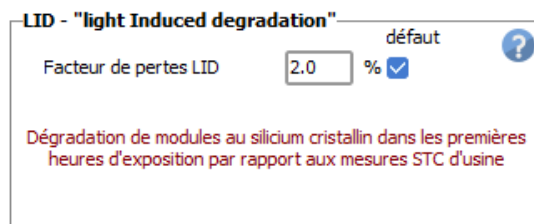
À noter que ce choix de prendre un quart entre la tolérance basse et haute est propre à PVsys. Nous considérons généralement une option prudente (c'est-à-dire que les modules ne seront jamais meilleurs que ce qui est annoncé). Cela n'a pas d'autres raisons de fond.

5.3.2 LID – Light Induced Degradation

La LID (Dégradation Induite par la Lumière) est une perte de performance qui survient dans les toutes premières heures d'exposition au soleil, avec les modules en silicium cristallin. Elle peut notamment affecter la performance réelle par rapport aux données de test en usine fournies par certains fabricants de modules PV.

Il n'est pas clair comment cela influence les performances par rapport aux valeurs STC spécifiées. Si les modules sont classés selon leur test final en usine pour déterminer leur classe de puissance nominale, la LID représentera effectivement une perte par rapport aux STC.

La perte LID est liée à la qualité de la fabrication des wafers et peut être de l'ordre de 1 % à 3 % (voire plus).



Il est très difficile d'obtenir des données fiables sur l'effet LID pour un modèle de module donné. Ce phénomène dépend de l'origine des wafers de silicium et peut varier non seulement d'un produit à l'autre, mais aussi d'un lot de production à l'autre. Comme ces paramètres ne sont pas suffisamment documentés, la perte LID n'est pas appliquée par défaut dans PVsyst. Si vous choisissez de l'activer manuellement, la valeur indicative proposée est de 2 %.

L'effet LID concerne uniquement les cellules conventionnelles à base de wafers de type p dopés au bore. Les technologies reposant sur des wafers de type n ne sont pas affectées. La dégradation de première année peut, si nécessaire, être prise en compte via le paramètre LID.

5.3.3 Pertes de mismatch modules

Lors de l'installation de modules réels sur le terrain, les caractéristiques de chaque module ne sont jamais rigoureusement identiques. La perte due au *mismatch entre les modules* est principalement due au fait que, dans une chaîne de modules (ou de cellules), le courant le plus bas fixe le courant de l'ensemble de la chaîne. Ce paramètre agit comme une perte constante lors de la simulation. Elle est plus faible pour les modules à couches minces. Elle peut devenir presque nulle si les modules sont bien triés en fonction de leurs performances réelles (résultats de tests flash fournis par le fabricant).

5.3.4 Mismatch tension chaînes

Le mismatch entre les chaînes est lié aux différences de tension et implique un décalage sur les courbes I/V. Cela entraîne en général des pertes de puissance très faibles. Les raisons de ce mismatch de tension peuvent être :

- La longueur du câble de chaîne qui peut varier d'une chaîne à l'autre, surtout dans les grands systèmes (onduleurs centralisés).
- Une température différente d'une partie à l'autre d'un grand système (plus froid sur les bords).
- Dans les grands systèmes, l'irradiance peut varier d'une partie à l'autre en cas de passages nuageux, etc.

Il s'agit d'un effet transitoire qui affecte généralement quelques secondes ou minutes dans l'heure. PVsyst néglige cet effet actuellement.

5.4 Perte d'encrassement

L'accumulation de saleté et son effet sur les performances du système est une incertitude qui dépend fortement de l'environnement du système, des conditions de pluie, etc. La perte due à l'encrassement peut devenir significative dans certains environnements industriels ou dans les climats désertiques. La perte due à l'encrassement peut être définie individuellement pour chaque mois afin de tenir compte du nettoyage périodique ou des périodes de pluie. Ce paramètre peut également être utilisé pour décrire l'effet de la neige recouvrant les panneaux.

Il est aussi possible de lire l'encrassement en valeurs horaire à partir d'un fichier CSV.

Constant

Fact. d'encrassement annuel

Facteur de perte annuelle: % Défaut

Val. d'encrassement mensuelles

Janvier	<input type="text" value="0.0"/> %	Juillet	<input type="text" value="0.0"/> %
Février	<input type="text" value="0.0"/> %	Août	<input type="text" value="0.0"/> %
Mars	<input type="text" value="0.0"/> %	Septembre	<input type="text" value="0.0"/> %
Avril	<input type="text" value="0.0"/> %	Octobre	<input type="text" value="0.0"/> %
Mai	<input type="text" value="0.0"/> %	Novembre	<input type="text" value="0.0"/> %
Juin	<input type="text" value="0.0"/> %	Décembre	<input type="text" value="0.0"/> %

Tous comme année

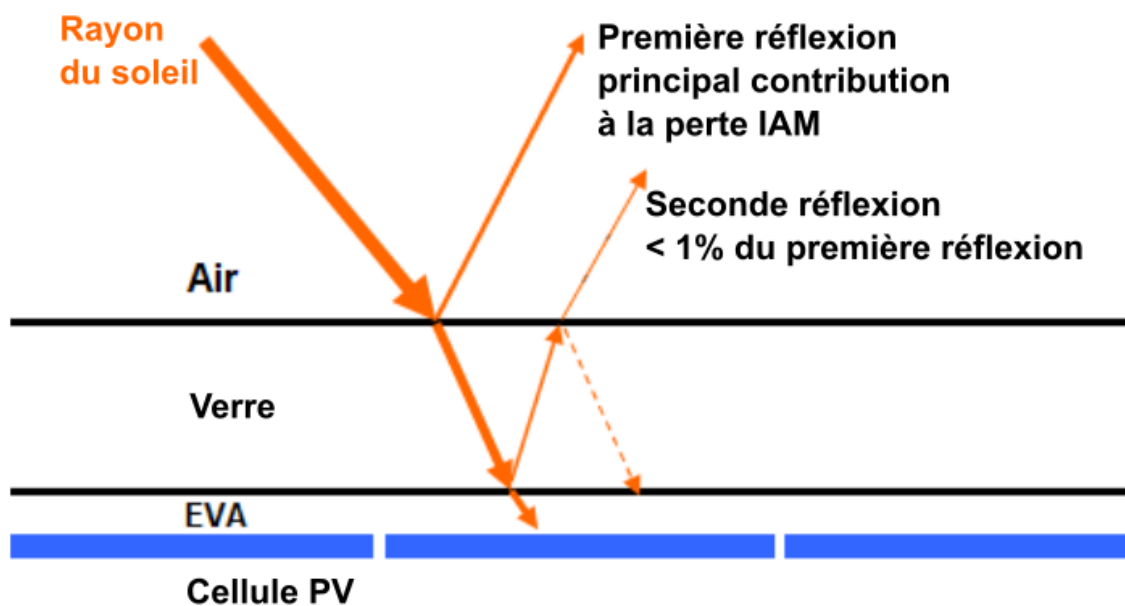
From File

Choisir fichier CSV

5.5 Pertes IAM

L'effet d'incidence (le terme désigné est IAM, pour **Incidence Angle Modifier**) correspond à la diminution de l'irradiance atteignant réellement la surface des cellules PV, par rapport à l'irradiance en incidence normale. Cette diminution est principalement due aux réflexions sur le verre de couverture, qui augmentent avec l'angle d'incidence.

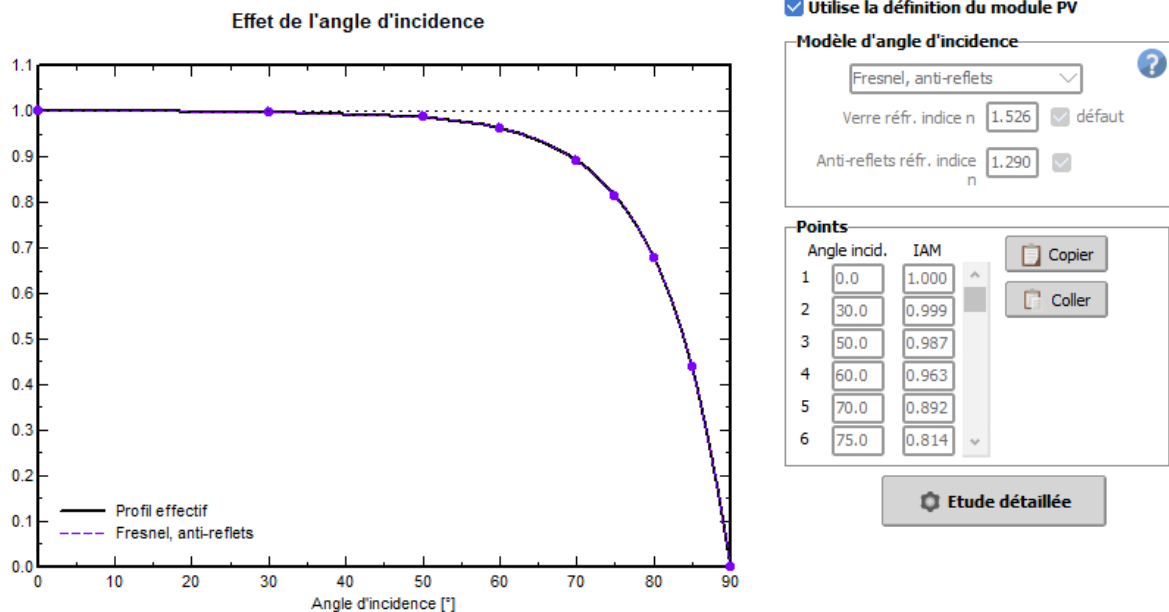
Les pertes optiques liées à la transmission constituent un phénomène général, résultant de la réflexion et de la transmission du rayonnement solaire à chaque interface de matériaux (air-verre, verre-EVA, EVA-cellule), ainsi que d'une certaine absorption dans le verre. Ce phénomène se produit pour tout rayon incident. Pour une incidence normale, la réflexion est de l'ordre de 5 % et est déjà prise en compte dans les performances mesurées aux conditions STC. Le facteur IAM décrit uniquement la dépendance angulaire de cet effet, c'est-à-dire qu'il est normalisé par rapport à la transmission à incidence perpendiculaire (angle d'incidence de 0°).



PVsys utilise une fonction IAM, qui décrit le déficit de transmission en fonction de l'angle d'incidence. Cette fonction est appliquée à la composante directe, ainsi qu'aux diffuses et à l'albédo, en utilisant une intégrale sur toutes les directions visibles, en supposant une distribution isotrope de l'irradiance diffuse.

En principe, ce phénomène obéit aux lois de Fresnel qui décrivent la transmission et les réflexions à l'interface de deux matériaux transparents avec des indices de réfraction différents. Il s'agit d'un comportement très général, dérivé des équations générales de Maxwell qui décrivent tous les phénomènes électriques. Ces lois permettent de calculer la lumière

atteignant effectivement la surface de la cellule sous la couche protectrice (généralement en verre), en fonction de l'angle d'incidence. Il est possible d'ajouter un revêtement antireflet sur l'interface air-verre supérieure. Cette fine couche a un indice de réfraction plus faible que le verre, ce qui limite la première réflexion.



Le modèle IAM est défini avec les paramètres du module PV, page [Données additionnelles, IAM personnalisé](#). Si la courbe IAM est fortement surestimée par rapport aux lois de Fresnel, un message d'avertissement s'affichera lors de l'ouverture du fichier .PAN. Une **courbe IAM surestimée** pourrait conduire à une surestimation de la production de votre système.

La courbe d'IAM est fortement surévaluée par rapport aux lois de Fresnel.

Dans les Données additionnelles, IAM personnalisé, vous pouvez modifier une courbe IAM surestimée en choisissant l'option Fresnel par défaut. Cette manipulation peut également être effectuée via la fenêtre des pertes détaillées, onglet Pertes IAM.

5.6 Auxiliaires

La consommation des auxiliaires correspond à l'énergie utilisée pour le fonctionnement et la gestion du système. Cela peut inclure les ventilateurs, la climatisation, les équipements électroniques, l'éclairage, le monitoring ou toute autre consommation qui doit être déduite de l'énergie PV produite avant sa vente au réseau.

Certains onduleurs intègrent déjà une consommation auxiliaire (par exemple pour le refroidissement). Cette valeur peut être reprise automatiquement.

Attention : si elle est déjà incluse dans le rendement de l'onduleur, elle ne doit pas être ajoutée ici afin d'éviter un double comptage.

Elle n'est prise en compte dans la simulation que si l'option **Consommation des auxiliaires définie** est cochée.

Exemple (centrale 100 MW)

Auxiliaries energy losses ?

Auxiliaries consumption defined

Auxiliaries during operation (day)

Continuous auxiliary loss (fans, etc.)	<input type="text" value="70.00"/>	kW
... from inverter output power threshold	<input type="text" value="100.0"/>	kW
Proportional to the inverter output power	<input type="text" value="5.0"/>	W/kW
... from inverter output power threshold	<input type="text" value="0.0"/>	kW

Night auxiliaries losses

Night auxiliaries consumption excluding inverter night loss : kW

The auxiliary energy may be fans, air conditioning, monitoring or other electronics, lighting, or any other energy which should be subtracted from the energy sold to the grid.

Pendant la journée :

Il existe une perte de puissance constante (par exemple 72 kW) qui devient active uniquement lorsque le système délivre plus de 100 kW.

Il existe également une consommation proportionnelle à la puissance délivrée (par exemple refroidissement adaptatif), exprimée en W/kW.

Les deux contributions sont indépendantes et s'additionnent.

Pendant la nuit :

La consommation nocturne est fixe (13 kW dans l'exemple). Elle n'inclut pas la perte intrinsèque nocturne de l'onduleur (définie dans l'onduleur — perte IL_Night).

La consommation auxiliaire totale (jour + nuit) est cumulée dans la variable **Aux_Lss**.

5.7 Vieillessement

La dégradation des modules PV entraîne une perte progressive d'efficacité, que nous caractériserons par **un facteur de perte de dégradation**.

La simulation peut être exécutée pour **une année spécifique** de la durée de vie du système PV et appliquera la dégradation pour cette année. La dégradation signifie une diminution de la production du champ PV.

La garantie du fabricant doit être comprise comme une **limite inférieure** pour tout module PV individuel.

Dans cet outil, nous définissons un taux de dégradation moyen (pour un ensemble de modules). Cette valeur de perte peut être bien inférieure à cette limite garantie. Certaines études expérimentales mentionnent des taux de dégradation de l'ordre de -0,3 %/an mesurés en moyenne sur plusieurs modules (et mesurés sur de très anciens modules fabriqués dans les années 80-90, avec de vieilles technologies). Les mesures de taux de dégradation à long terme sont relativement rares.

De plus, tous les modules ne se dégraderont pas au même degré. Si vous avez une distribution des taux de perte autour de cette moyenne, cela entraînera une perte supplémentaire due au mismatch, qui augmentera avec le temps.

Dans PVsyst, vous pouvez spécifier la valeur RMS (écart-type) de cette distribution (supposée gaussienne), et le programme évaluera le mismatch en fonction de l'âge du système. Ce calcul est effectué en utilisant une méthode de Monte-Carlo (choix d'un grand nombre de distributions aléatoires), avec les hypothèses suivantes :

- Le taux de dégradation de chaque module est constant au fil des années.
- Le choix de la distribution est limité à 2 sigmas (95 % des valeurs), car de fortes divergences entraînent des pertes de mismatch très élevées.

Utilisation dégradation dans la simulation

Utiliser dans la simulation

Paramètres dans la simulation

Simulation pour l'année no

Modules PV individuels: %

Facteur dégrad. global %

Modèle

Paramètres de vieillissement modules PV

Facteur dégrad. moyen %/an

Contributions Imp / Vmp %

RMS dispersion sur Imp %/an

RMS dispersion sur Vmp %/an

Mémoire des valeurs Monte-Carlo

Valeurs Monte-Carlo

Mismatch 5 ans	0.21 %
Mismatch 10 ans	1.56 %
Mismatch 15 ans	2.26 %
Mismatch 20 ans	2.52 %
Mismatch 25 ans	4.38 %

Garde les valeurs de mismatch calculées

Utilisé dans cette évaluation

Sous-champ

15 Panneaux en série

2 Chaînes en parallèle

Calcul Monte-Carlo

100 Essais

10 ans Evaluation aléatoire

1.56 % Perte mismatch moy.

1.03 % Perte mismatch, RMS

Garantie du module

Année 0	Garantie 98.0 %	Phom
Année 10	Garantie 91.0 %	<input checked="" type="checkbox"/> Interpol. linéaire
Année 20	Garantie 84.0 %	<input type="checkbox"/> Interpol. linéaire
Année 25	Garantie 80.0 %	Phom

Moyenne **-0.72 %/an**

Tracer

Courbe

Paliers

La dégradation initiale (habituellement -3%) peut correspondre au LID ou à la tolérance initiale.

Vous pouvez choisir de cocher la case **Garde les valeurs de mismatch calculées**, pour vous assurer que vous utilisez les mêmes valeurs générées par Monte-Carlo dans chaque simulation. Vous pouvez également les enregistrer en tant que modèle et appliquer la même distribution aléatoire à d'autres projets.

Ces paramètres permettent de représenter l'évolution réaliste des performances du champ PV sur la durée de vie du système, ainsi que l'augmentation progressive des pertes dues au mismatch entre modules.

En pratique, des valeurs de dégradation moyenne comprises entre **0,3 %/an** et **0,5 %/an** sont couramment utilisées. La dispersion **RMS sur le courant (Imp)** est typiquement de l'ordre de **0,3 %/an** à **0,6 %/an**, tandis que la dispersion **RMS sur la tension (Vmp)** est généralement plus faible, souvent comprise entre **0,1 %/an** et **0,4 %/an**.

Les valeurs par défaut conviennent dans la majorité des cas et ne doivent être modifiées que pour des analyses spécifiques ou lorsque des données de terrain sont disponibles.

5.8 Indisponibilité du système

Il est parfois utile de prendre en compte les pannes du système ou les arrêts de maintenance dans les prévisions de production. Vous pouvez définir l'indisponibilité du système comme une fraction de temps ou un nombre de jours. Comme cela est généralement imprévisible, vous avez

la possibilité de définir des périodes spécifiques d'indisponibilité du système et de générer ces périodes de manière aléatoire. La perte d'énergie effective dépend de la saison et des conditions météorologiques pendant les périodes d'indisponibilité. Par conséquent, la perte due à l'indisponibilité n'a qu'une signification statistique.

Indisponibilité du système

Probabilité d'indisponibilité % Défaut ?

Durée d'Indisponibilité jours/an

Nombre de périodes

Périodes d'indisponibilité

Date/Heure début	Durée
<input type="text" value="29.04.1990"/> <input type="text" value="14:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure
<input type="text" value="26.05.1990"/> <input type="text" value="07:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure
<input type="text" value="23.12.1990"/> <input type="text" value="20:00:00"/>	<input type="text" value="58"/> heure

5.9 Correction spectrale

Le modèle de correction spectrale First Solar tient compte des variations du spectre solaire causées par la diffusion et l'absorption atmosphériques. Ces variations dépendent de facteurs tels que la teneur en vapeur d'eau, les aérosols et la longueur du chemin optique, quantifiée par l'Air Mass. Étant donné que les différentes technologies photovoltaïques présentent des réponses spectrales distinctes, les corrections spectrales peuvent influencer la modélisation des performances.

PVsys propose l'option d'appliquer le modèle de correction spectrale développé par First Solar. Bien que ce modèle soit particulièrement pertinent pour les modules First Solar, les utilisateurs peuvent choisir de l'appliquer à d'autres technologies à leur discrétion.

Veillez noter que pour utiliser cette correction dans la simulation, les variables météorologiques doivent inclure la **colonne d'eau précipitable** ainsi que **l'humidité relative**. PVsys implémente plusieurs modèles pour décrire la correction spectrale :

Utiliser la correction spectrale dans la simulation ?

Modèle FirstSolar

Selon technologie module PV

C0:	<input type="text" value="0.8591400"/>	Ensemble de coefficients	<input type="text" value="Monocrystalline Si"/>	Défaut <input checked="" type="checkbox"/>
C1:	<input type="text" value="-0.0208800"/>			
C2:	<input type="text" value="-0.0058853"/>	Données Météo Humidité relative disponible dans les variables météo. L'eau précipitable sera estimée à partir de ces valeurs.		
C3:	<input type="text" value="0.1202900"/>			
C4:	<input type="text" value="0.0268140"/>	Panneaux PV Modèle de panneau PV: Mono 440 Wp Twin 144 half-cells		
C5:	<input type="text" value="-0.0017810"/>			

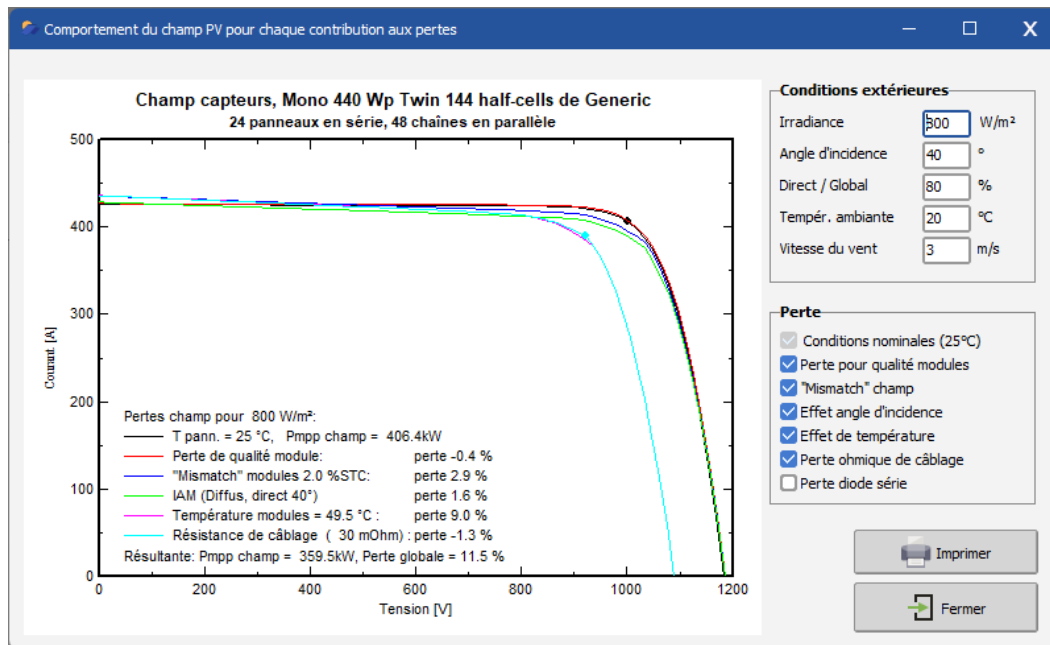
NB : Ce modèle a été proposé par First Solar. Il est applicable principalement à la technologie CdTe. ?

PVsys n'endosse aucune responsabilité sur les résultats pour d'autres technologies.
Nous considérons que la dépendance spectrale des technologies cristallines ou CIS est très faible, et ne nécessite pas de correction.

Si la correction spectrale est utilisée dans la simulation, cela sera mentionné dans le rapport final. Le résumé du système indiquera l'ensemble de coefficients utilisé, et le diagramme des pertes inclura une contribution intitulée "pertes spectrales".

5.10 Graphique pertes

Pour visualiser l'impact des pertes sur le comportement I/V du système PV, cliquez sur **Graph. pertes** situé en bas de la fenêtre des paramètres des pertes détaillés. Cela permet d'ouvrir une nouvelle fenêtre **Comportement du champ PV pour chaque contribution aux pertes**. Dans la nouvelle fenêtre en haut à droite, vous pouvez définir les conditions extérieures de l'ensemble. Dans le champ en dessous, sélectionnez le type de perte que vous souhaitez afficher. La courbe rouge indique les conditions nominales représentant la limite supérieure de la performance du système. Pour chaque perte sélectionnée, une courbe d'une couleur différente s'affichera.

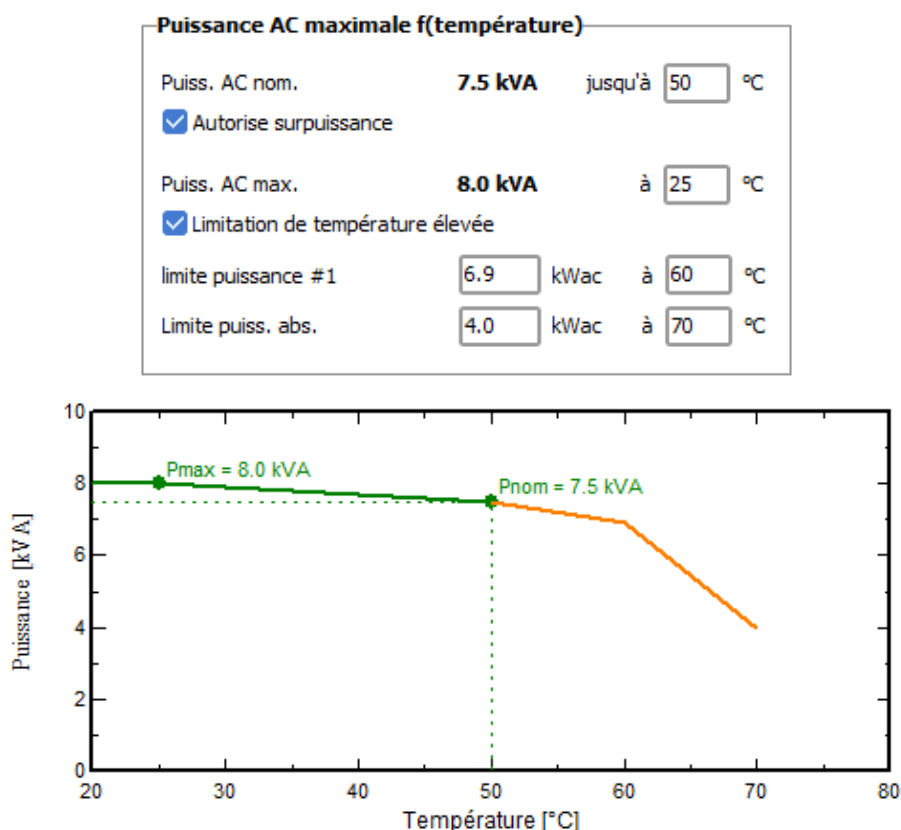


6 Gestion de l'énergie

Dans PVsyst, la gestion de l'énergie comprend des fonctions liées à la température de l'onduleur, au facteur de puissance, à la limitation de la puissance du réseau, ainsi qu'à l'analyse du rendement énergétique P50/P90. Ces fonctionnalités aident collectivement les utilisateurs à optimiser et à gérer la performance énergétique des systèmes photovoltaïques dans PVsyst.

6.1 Température onduleur

Les onduleurs sont responsables de la conversion de l'électricité en courant continu (DC) produite par les panneaux solaires en électricité en courant alternatif (AC) utilisable sur le réseau. L'efficacité de l'onduleur diminue à mesure que sa température augmente. Des températures plus élevées peuvent entraîner des pertes accrues lors du processus de conversion, conduisant à une baisse de la production de puissance AC. En choisissant précisément l'approche du modèle de température pour la simulation de la température de l'onduleur, vous pouvez estimer et évaluer plus précisément l'efficacité de l'onduleur, la performance du système, ainsi que sa sécurité et sa fiabilité. Le profil de température de l'onduleur et l'évaluation des limites peuvent être trouvés dans le fichier onduleur PVsyst (.OND file) sous l'onglet *paramètres de sortie*.



Dans la simulation, la température de l'onduleur est, par défaut, définie comme étant la température ambiante extérieure (pour une installation en extérieur). Cette approche peut être ajustée dans la section Température de l'onduleur sous la gestion de l'énergie.

La température de référence de l'onduleur peut être paramétrée dans les paramètres système de sortie de plusieurs façons :

- Par la température ambiante extérieure, souvent recommandée par les fabricants pour une installation en plein air.

- Par la température ambiante extérieure avec un décalage spécifié.
- Par une température fixe accompagnée d'une augmentation linéaire proportionnelle à la puissance (en fonction de l'irradiance incidente). Cette option est utile pour les onduleurs installés en intérieur ou lorsque le refroidissement est imparfait.

Température onduleur pour évaluation de P_{Nom}

Température ambiante extérieure (installation extérieure) ?

Température ambiante extérieure avec décalage
Augmentation de température °C

Température fixée (Intérieur)
Température de base °C
Augmentation selon GlobInc °C / 1000 W/m²

6.2 Facteur de puissance

Le contrôle du facteur de puissance dans les systèmes photovoltaïques est un aspect crucial de la gestion moderne des réseaux, car il permet d'optimiser l'interaction entre la production d'énergie solaire et la stabilité du réseau.

Dans les circuits à courant alternatif (AC), la puissance peut être comprise sous trois formes distinctes : la puissance active, la puissance réactive et la puissance apparente.

- **Puissance Active** (P_{active}): Il s'agit de la puissance réelle qui effectue un travail utile, comme produire un mouvement ou de la chaleur. C'est la puissance qui se traduit directement en consommation d'énergie, mesurée en kilowatts (kW). Dans un circuit AC, la puissance active est calculée en multipliant les valeurs efficaces de la tension et du courant, puis en multipliant par le cosinus de l'angle de phase φ entre eux :

$$P_{active} = U_{eff} * I_{eff} * \cos(\varphi)$$

- **Puissance Réactive** ($P_{reactive}$): Il s'agit d'une puissance "virtuelle", représentant l'énergie temporairement stockée et libérée par des dispositifs inductifs (moteurs, transformateurs) ou capacitifs. La puissance réactive, exprimée en kilovoltampères réactifs (kVAR), ne contribue pas à la consommation réelle d'énergie (elle ne produit ni chaleur ni mouvement). Elle est calculée en utilisant le sinus de l'angle de phase φ :

$$P_{reactive} = U_{eff} * I_{eff} * \sin(\varphi)$$

- **Puissance Apparente** ($P_{apparent}$): Il s'agit de l'effet combiné de la puissance active et de la puissance réactive. Elle représente la puissance totale circulant dans le circuit, mesurée en kilovoltampères (kVA), et est le produit de la tension et du courant, indépendamment de leur différence de phase :

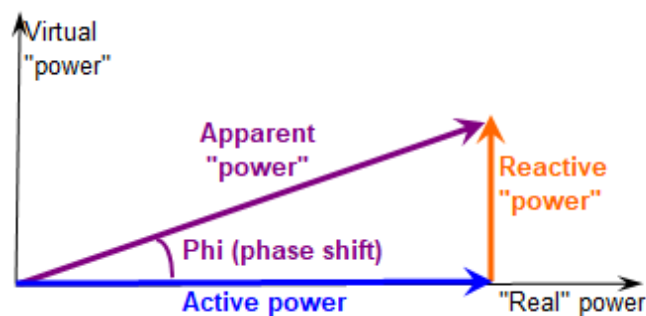
$$P_{apparent} = U_{eff} * I_{eff}$$

La relation entre la puissance active et la puissance apparente est quantifiée par le facteur de puissance (PF), qui est simplement le cosinus de l'angle de phase (φ). Le facteur de puissance est essentiel car il indique l'efficacité de l'utilisation de la puissance électrique :

$$PF = \cos(\varphi) = \frac{P_{active}}{P_{apparent}}$$

Dans les systèmes photovoltaïques, les onduleurs convertissent le courant continu (DC) provenant des panneaux solaires en courant alternatif (AC) pour l'intégration au réseau. Avec la technologie moderne des onduleurs, il est possible de contrôler l'angle de phase entre la tension et le courant. Cela permet à l'onduleur de générer de la puissance réactive sans consommation d'énergie supplémentaire. En ajustant le déphasage entre la tension et le courant, les systèmes photovoltaïques peuvent répondre aux besoins du réseau en puissance réactive sans compromettre leur production d'énergie active.

La puissance réactive joue un rôle essentiel dans la compensation des charges réactives, généralement introduites par les moteurs ou les transformateurs dans le réseau. Cette compensation est souvent une exigence imposée par les gestionnaires de réseau pour maintenir la stabilité du réseau. En ajustant l'angle de phase (φ), les onduleurs peuvent soit "absorber" soit "générer" de la puissance réactive, selon les besoins du réseau :



Puissance réactive en retard: Lorsque le courant est en retard par rapport à la tension, avec un angle de phase positif, $\varphi > 0$. Définir un facteur de puissance (PF) en retard dans votre onduleur signifie que l'onduleur injectera de la puissance réactive dans le réseau pour aider à compenser la demande de puissance réactive des charges inductives, telles que les moteurs et les transformateurs.

Puissance réactive en avance: Lorsque le courant est en avance par rapport à la tension, avec un angle de phase négatif, $\varphi < 0$. Définir un PF en avance dans votre onduleur signifie que l'onduleur absorbera de la puissance réactive du réseau (ou la "consommara"), contribuant ainsi à contrebalancer l'excès de puissance réactive généré par les charges capacitatives.

Lorsque les onduleurs doivent produire de la puissance réactive, cela n'affecte pas directement la production d'énergie active. Cependant, en fonction de la définition de la puissance nominale de l'onduleur (P_{Nom}) comme puissance active (kW) ou puissance apparente (kVA), la capacité de l'onduleur à gérer les surcharges peut être affectée. Si P_{Nom} est basée sur la puissance apparente, la puissance active maximale disponible sera réduite par un facteur correspondant au facteur de puissance :

$$P_{Nom(active)} = P_{Nom(apparent)} * \cos(\varphi)$$

Les gestionnaires de réseau peuvent imposer des limites de puissance basées sur la puissance active ou apparente. Si la limite est fixée sur la puissance apparente, les systèmes photovoltaïques devront ajuster le facteur de puissance pour s'y conformer, ce qui pourrait réduire la quantité d'énergie active livrée au réseau.

Lorsque le facteur de puissance diminue (c'est-à-dire que plus de puissance réactive est produite), le courant dans le système doit augmenter pour maintenir le même niveau de puissance active. Puisque les pertes ohmiques dans les câbles et les transformateurs sont

proportionnelles au carré du courant, cela entraîne des pertes d'énergie accrues dans le système :

$$I_{eff(apparent)} = \frac{I_{eff(active)}}{\cos(\varphi)}$$

Dans les simulations PVsyst, le facteur de puissance est un paramètre ajustable, généralement fixé pour une période donnée ou spécifié mensuellement. Les résultats de la simulation se concentrent sur **l'énergie active** (en kWh), mais lorsqu'un facteur de puissance est défini, **l'énergie apparente** (en kVAh) est également calculée :

$$E_{GridApp} = \frac{E_{Grid}}{\cos(\varphi)}$$

L'énergie apparente sera toujours supérieure à l'énergie active en raison de l'inclusion de la puissance réactive.

Facteur de puissance (Cos(phi))

Utilise Facteur de puissance

Fact de Puiss. = Cos(Phi) Avance

Tan(phi) (annuel) Retard

Définir valeurs mensuelles ?

PNom onduleur: mode de limitation

Mode de limitation PNom selon les spécifications de l'onduleur :

Limite PNom définie comme puissance apparente

Dérogation du mode PNom (déconseillé)

Limite forcée comme puissance apparente [kVA]

Limite forcée comme puissance active [kW]

La puissance nominale des onduleurs peut être définie comme puissance active ou puissance apparente :

- Dans le cas d'une puissance nominale active, l'énergie réactive ne se fait pas au détriment de la puissance active.
- Dans le cas d'une puissance nominale apparente, l'énergie réactive peut se faire au détriment de la puissance active lorsqu'on s'approche du seuil maximal de puissance.

L'option "Forcer comme puissance apparente/active" obligera tous les onduleurs à fonctionner dans ces conditions. Cela signifie que les onduleurs peuvent ne plus fonctionner comme indiqué dans la fiche technique. Cette option a été conservée ici pour des raisons de compatibilité avec les anciennes versions < 7.3.3 et pour des tests éventuels. Elle n'est pas recommandée.

6.3 Limitation de puissance réseau

Pour maximiser la production d'énergie, une stratégie consiste à surdimensionner l'installation photovoltaïque, en acceptant certaines pertes d'énergie pendant les heures de production

maximale (réduction des pics). La fonctionnalité de limitation de puissance dans PVsyst vous permet de définir des limites sur la puissance que votre système PV injecte dans le réseau, en fonction des exigences du gestionnaire de réseau. Cela est souvent nécessaire lorsque les opérateurs de réseau demandent un seuil maximal pour éviter la surcharge.

La limitation de puissance doit se faire au niveau de l'onduleur en ajustant le point de fonctionnement sur la courbe I/V de l'installation PV, de manière à ne produire que la puissance nécessaire. L'onduleur s'assurera que la puissance de sortie correspond à la limite requise par le réseau.

Limitation Puissance ?

Active la limitation de puissance réseau

Limitation de puissance réseau **kVA**

Puissance AC installée effective 7.50 kWac

Puissance PV nominale 9.00 kWc

Rapport de puissance pour le réseau **1.500**

Limite appliquée au niveau de l'onduleur

Limite appliquée au point d'injection

Considère comme perte séparée

Facteur de puissance spécifié ?

Limite en puissance apparente

Limite en puissance active

Facteur de puissance = Cos(phi) Avance

ou Tan(phi) (annuel) Retard

Définir valeurs mensuelles

Dans le dialogue de limitation de puissance, vous pouvez définir une valeur de limitation pour le réseau qui sera appliquée tout au long de l'année. La limitation peut être définie :

- soit au niveau de l'onduleur : la puissance de l'onduleur est limitée à la valeur nominale, et la puissance injectée dans le réseau est ensuite réduite par les pertes définies après l'onduleur (auxiliaires, câblage AC, transformateur).
- soit au niveau du point d'injection : la puissance maximale délivrée au réseau correspond bien à la limite nominale, et l'onduleur devra fournir une puissance supérieure pour compenser les pertes après l'onduleur.

Cette limitation peut être requise :

- soit en tant que puissance active (exprimée en kW),
- soit en tant que puissance apparente [kVA] : dans ce cas, la puissance active effective [kW] est limitée à une valeur inférieure à la limite de puissance apparente [kVA]. Le Cos(Phi), spécifique à la limitation de réseau, peut être spécifié en valeurs annuelles ou mensuelles.

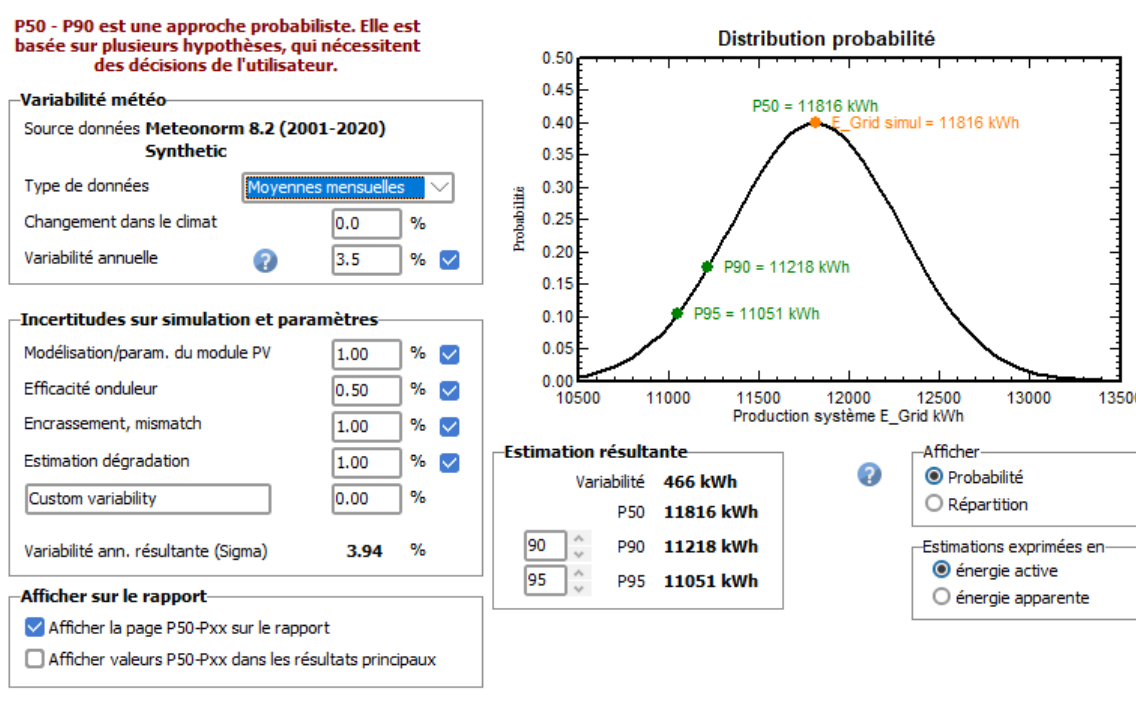
L'énergie excédentaire sera comptabilisée comme "Perte de l'onduleur due à la puissance nominale dépassée" ou, en cochant "Compter comme perte distincte", les résultats afficheront séparément la perte due à la limitation de l'onduleur lui-même et la perte (nommée EUnused) due à la condition supplémentaire de limitation du réseau. Cela ne correspond pas exactement

au comportement physique du système, qui limitera toujours au niveau de l'onduleur, mais vise à montrer explicitement la part des pertes de limitation dues à la restriction d'injection.

6.4 Estimation P50 - P90

L'évaluation P50 - P90 est une approche probabiliste pour interpréter les résultats de simulation sur plusieurs années. Cette approche suppose qu'au fil des années d'exploitation, la distribution des rendements annuels suivra une loi statistique, que l'on suppose être la distribution gaussienne (ou "normale").

La distribution normale/gaussienne décrit la tendance des données à se regrouper autour d'une valeur centrale, cette valeur étant la moyenne. Certaines données se situeront donc en dessous de la moyenne et d'autres au-dessus. L'écart type Sigma décrit l'étendue de la distribution normale. Plus Sigma est grand, plus la distribution est étalée. À l'inverse, avec un Sigma plus petit, la distribution est moins étendue, accumulant davantage de données autour de la moyenne.



L'évaluation P50-P90 du potentiel de rendement énergétique d'un site indique un niveau de confiance statistique, signifiant qu'il y a une probabilité de 50 %, ou de 90 % respectivement, pour que la production d'une année donnée dépasse cette valeur.

La variabilité annuelle sera principalement dominée par la variabilité météorologique d'une année à l'autre. Plusieurs fournisseurs de données météorologiques peuvent désormais fournir des données sur plusieurs années (ensembles de 15 à 25 ans), que vous pouvez importer directement dans PVsyst (par exemple, SolarGIS, 3-Tiers Vortex, Soda-Helioclim ou autres). Si vous disposez de ces données météorologiques pour votre site, vous pouvez calculer la racine carrée moyenne (RMS) de la distribution annuelle de GlobInc. Vous disposez d'un outil pour cela dans PVsyst : utilisez "Bases de données > Comparer les données météorologiques", et choisissez les fichiers MET correspondants pour différentes années. Une option "Histogramme et Probabilités" montre la distribution gaussienne, la moyenne et la RMS.

Si les données utilisées représentent une moyenne sur plusieurs années (par exemple, des moyennes mensuelles ou des TMY), le résultat de la simulation peut être considéré comme une valeur moyenne, soit P50 (la moyenne de la distribution gaussienne). Cependant, si les

données proviennent d'une année spécifique, elles ne peuvent pas être interprétées comme représentatives de P50. Dans ce cas, sans informations supplémentaires, il est difficile de calculer un indicateur P50-P90 fiable. Mais, si vous connaissez la moyenne habituelle du site, vous pouvez estimer l'écart entre cette année spécifique et la moyenne.

Des incertitudes supplémentaires dans le processus de simulation peuvent également être prises en compte, mais ces écarts doivent représenter une variabilité aléatoire d'une année à l'autre, et non une incertitude fixe.

Les estimations P50-P90 sont faites sur **des valeurs annuelles**. Calculer P90 pour des valeurs horaires, journalières, ou même mensuelles n'est pas significatif en raison de la grande variabilité des conditions météorologiques à court terme.

7 Autoconsommation

La fonction d'autoconsommation dans PVsyst permet aux utilisateurs d'évaluer la quantité d'énergie solaire générée par le système photovoltaïque qui est consommée localement au sein d'un bâtiment ou d'une installation spécifique. Cette analyse aide à comprendre la proportion des besoins en électricité pouvant être couverte par l'énergie solaire. Ce type de système est connecté au réseau, et tout excédent d'énergie peut être réinjecté dans le réseau lorsqu'il n'est pas consommé par l'utilisateur.

Il existe différentes options pour définir le profil de charge :

- **Consommation constante fixe** : C'est la méthode la plus simple pour définir les besoins de l'utilisateur. Il suffit de spécifier une puissance constante ou une énergie annuelle.
- **Valeurs mensuelles** : Cette option permet de définir des moyennes mensuelles, que la simulation traitera comme constantes tout au long de chaque mois, sans modulation quotidienne.
 - Les valeurs sont définies en utilisant l'outil graphique dans l'onglet "valeurs mensuelles".
- **Profils quotidiens** : Cette option permet aux utilisateurs de définir des valeurs horaires qui peuvent être modulées selon 4 profils différents :
 - **Constante sur l'année** : Le même profil est utilisé tout au long de l'année.
 - **Modulation saisonnière** : Des profils quotidiens différents pour chaque saison.
 - **Normalisation mensuelle** : Un profil quotidien peut être défini pour chaque mois.
 - **Modulation hebdomadaire** : Des profils quotidiens distincts pour les "jours ouvrables" et les "week-ends".
- **Profils de probabilité** : Cette option permet d'établir la probabilité de consommer un certain niveau de puissance.
- **Consommateurs domestiques** : Cette option fournit une liste d'appareils électroménagers courants, incluant la puissance unitaire et la durée d'utilisation quotidienne.
- **Chargement de valeurs depuis un fichier CSV horaire/quotidien** : Cette option permet de définir des profils de charge personnalisés. Vous pouvez sélectionner un modèle dans une liste prédéfinie, qui peut être redimensionné pour correspondre à vos besoins de consommation spécifiques, ou télécharger votre propre profil en suivant le format requis.
 - La première colonne doit contenir la date. Pour les données infra-horaires, PVsyst les convertira automatiquement en valeurs horaires pour la simulation.
 - Le format de la date doit inclure le jour, le mois, l'année, l'heure et la minute.
 - La deuxième colonne doit contenir les valeurs de charge, avec l'unité spécifiée dans la deuxième ligne de cette colonne.
 - Le fichier doit être au format CSV avec des délimiteurs de type point-virgule.

Important : le fichier CSV doit être basé sur une année de 365 jours (février avec 28 jours). L'utilisation d'une année bissextile peut provoquer des erreurs d'interprétation des profils dans la simulation.

En exécutant la simulation, nous obtiendrons des résultats concernant l'énergie non consommée qui est injectée dans le réseau, l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie tirée du réseau, représentant l'énergie nécessaire lorsque la production n'est pas suffisante, par exemple pendant la nuit.

8 Stockage

L'implémentation du stockage par batterie dans PVsyst inclut 4 stratégies de stockage :

- **Augmentation de l'autoconsommation**
- **Déplacement de puissance** consiste à stocker une partie de l'énergie PV disponible pendant la journée et à le restituer ultérieurement.
- **Limitation des pics de puissance** lorsque l'injection de puissance dans le réseau est limitée
- **Récupération en cas de réseau faible**, pour garantir l'approvisionnement en électricité en cas de défaillance du réseau

Chaque stratégie de gestion de l'énergie impose ses propres contraintes :

- **Autoconsommation** et **soutien en réseau faible** : ces modes nécessitent un profil horaire détaillé de la consommation de l'utilisateur. Pour le soutien en réseau faible, il faut également définir un calendrier de disponibilité du réseau. Selon la configuration, la réinjection du surplus PV dans le réseau peut être autorisée ou non.
- Dans ces deux stratégies, la batterie n'alimente jamais le réseau. Elle ne commence à se charger que lorsque la production PV dépasse la demande instantanée.
- **Absorbion des pointes de puissance** et **Déplacement de puissance** : ces stratégies sont centrées sur l'interaction avec le réseau et ne dépendent pas d'un profil de charge utilisateur. Le moment de décharge de la batterie varie selon la stratégie choisie, les coûts de l'électricité ou les objectifs d'optimisation.

Le dimensionnement du champ PV et du stockage — en fonction des besoins, du profil de charge et du prix de l'énergie — reste une tâche complexe et fortement liée à la stratégie retenue. PVsyst fournit uniquement des recommandations simplifiées pour orienter cette étape.

8.1 Pack de batteries

Cette fenêtre de définition du pack de batteries est identique pour les différentes stratégies de stockage proposées dans PVsyst.

Système réseau avec gestion du stockage

Type de système - Stratégie de stockage
 Autoconsommation

Pack de batteries Autoconsommation

Définition du pack de batteries

Trier les batteries selon tension capacité fabricant

Générique 25.6 V 180 Ah Li LFP Battery module Li-Ion, 26V 180 Ah Depuis 2017 PVsyst SA

Lithium-ion La batterie sélectionnée est une module

10	<input type="checkbox"/> modules en série	Nombre de modules	200	Tension du pack batteries	256 V
20	<input type="checkbox"/> modules en parallèle	Nombre d'éléments	92800	Capacité globale (C10)	3600 Ah
100.0	% Etat d'usure initial (nb. de cycles)			Energie stockée (80% DOD)	737 kWh
100.0	% Etat d'usure initial (statique)			Poids total	11000 kg
60.0	<input checked="" type="checkbox"/> % Etat de Charge initial			Nbre de cycles à 50 % DOD	3125
				Energie totale stockée durant la vie de la batterie	1459,8 MWh

Température batterie en opération

Mode température Fixée (local tempérée)

Température fixée 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie
 Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2

Information système

PNom du champ PV	507 kWc
Production PV journalière (jour clair, été)	3.61 MWh
Puissance utilisateur maximum	165 kW
Besoins journaliers moyens des utilisateurs	1.92 MWh

Ce pack de batteries représente environ :

Durée de charge en plein soleil	1.4 heures
Décharge sous consommation moyenne	8.6 heures
Décharge sous consommation maximale	4.2 heures

Résumé du système

La première étape consiste à sélectionner un modèle de batterie dans la base de données. Une fois le modèle choisi, il faut définir la configuration du pack en indiquant le nombre de modules en série et en parallèle, ce qui permet de dimensionner la tension et la capacité totale du système.

État initial de la batterie

Plusieurs paramètres permettent de définir l'état initial du pack :

- **État d'usure initial (nb. de cycles) :**

Représente le vieillissement de la batterie lié à son utilisation. Une valeur de 100 % correspond à une batterie neuve, tandis qu'une valeur plus faible simule une batterie ayant déjà subi un certain nombre de cycles de charge/décharge.

- **État d'usure initial (statique) :**

Correspond au vieillissement calendaire de la batterie (indépendant des cycles), lié notamment au temps et aux conditions de stockage. Là encore, 100 % correspond à une batterie neuve.

- **État de charge initial (%) :**

Définit le niveau de charge de la batterie au début de la simulation. Par exemple, 50 % signifie que la batterie démarre à moitié chargée.

Température de fonctionnement

Il est également possible de définir la température de fonctionnement des batteries. La température de la batterie est utilisée dans le modèle de vieillissement. Une augmentation de 10 °C de la température de fonctionnement réduit la durée de vie « statique » de la batterie d'un facteur deux.

Sur la partie droite de la configuration du pack de batteries, plusieurs valeurs permettent de résumer les propriétés du système :

- La **tension du pack de batteries** est arrondie à une valeur entière.
- La **capacité globale (C10)** correspond à la capacité totale de stockage de la batterie lorsqu'elle est déchargée sur une durée de 10 heures. Dans ce contexte, « C10 » représente la quantité d'énergie, en ampères-heures (Ah), que la batterie peut fournir en continu pendant 10 heures avant que sa tension ne descende en dessous d'un seuil spécifié. Cette valeur permet de caractériser les performances de la batterie à un taux de décharge modéré, couramment utilisé pour l'évaluation des systèmes de stockage.
- **L'énergie stockée à 80 % de profondeur de décharge (DOD)** correspond à la quantité d'énergie pouvant être extraite lorsque la batterie est déchargée à 80 % de sa capacité totale. Cela représente l'énergie utile disponible, les 20 % restants constituant une réserve. L'état de charge (SOC) peut être défini dans la fenêtre suivante. Si vous modifiez la valeur de décharge minimale (OFF) par rapport à la valeur par défaut de 20 %, le DOD affiché dans la fenêtre du pack de stockage s'adaptera en conséquence. Pour les batteries lithium-ion, il est déconseillé d'atteindre une décharge de 100 % (100 % DOD), car les décharges profondes ou les surcharges réduisent la durée de vie de la batterie, voire peuvent provoquer des dommages irréversibles.
- Le **poids total** est également affiché à titre indicatif, afin de donner un ordre de grandeur de la taille physique du système.
- La ligne suivante indique le **nombre de cycles réalisables à 50 % de profondeur de décharge**, avant que la batterie n'atteigne sa fin de vie.
- Enfin, vous pouvez consulter **l'énergie totale pouvant être stockée sur toute la durée de vie de la batterie**.

Dans la zone **Informations système**, vous trouverez des informations supplémentaires sur le système défini ainsi que des estimations du comportement du pack de batteries.

8.2 Autoconsommation avec stockage

La stratégie d'autoconsommation avec stockage a pour objectif d'augmenter l'autoconsommation en stockant l'excédent d'énergie, qui peut être consommé lorsque la production n'est pas suffisante pour répondre aux besoins de l'utilisateur. Une option permet de définir si l'énergie excédentaire du système photovoltaïque, lorsque les batteries sont entièrement chargées, est injectée dans le réseau. Cependant, dans cette stratégie, l'énergie stockée dans les batteries sera uniquement utilisée pour l'autoconsommation et ne sera jamais injectée dans le réseau. Le profil de charge doit être défini à l'avance, et la charge des batteries commencera dès qu'il y aura un excédent de production PV.

Par défaut, PVsyst fixe les seuils de charge maximale et minimale de la batterie de manière que, lorsqu'elle atteint 95 % de sa capacité, la charge s'arrête, et lorsque la capacité tombe à 20 %, la décharge s'arrête.

Dans les conditions de fonctionnement, une explication est fournie sur le processus de charge et de décharge des batteries. Vous avez également l'option d'autoriser ou non l'injection d'énergie solaire dans le réseau.

Dans les paramètres d'entrée de charge de la batterie, PVsyst propose une valeur par défaut pour la puissance de charge maximale, basée sur la puissance de charge possible à l'irradiance maximale et la durée de charge en conditions de plein soleil. Augmenter la puissance de charge maximale réduira le temps de charge complète. La batterie ne doit pas être chargée trop rapidement : pour les batteries lithium-ion, une charge complète en 1 heure est le minimum raisonnable pour ne pas compromettre la durée de vie de la batterie. Toute puissance excédentaire sera injectée dans le réseau.

Par défaut, PVsyst fixe la puissance de décharge maximale en fonction du profil de charge prédéfini en autoconsommation. Pour optimiser la durée de vie de la batterie, veuillez consulter la fiche technique pour connaître la durée de décharge adéquate sans endommager la batterie. Par exemple, si vous réduisez la puissance de décharge et augmentez la durée de décharge des batteries, lorsque vous aurez besoin de plus de puissance, votre système la puisera dans le réseau.

The screenshot shows the 'Système réseau avec gestion du stockage' window. The 'Type de système - Stratégie de stockage' is set to 'Autoconsommation'. The 'Pack de batteries' tab is active, showing the following settings:

Seuils SOC pour la batterie	
Max. SOC pour charge (OFF)	95 %
Min. SOC pour décharge (OFF)	20 %

Cond. de fonctionnement	
Charge:	Lorsqu'il y a un excès de puissance solaire La puissance peut atteindre la puissance du champ PV, moins la puissance de l'utilisateur à ce moment-là.
Décharge:	Dès que l'utilisateur a besoin de puissance La puissance peut atteindre la puissance maximum demandée par l'utilisateur, particulièrement la nuit
<input checked="" type="checkbox"/> Autorise l'injection solaire dans le réseau	

Chargeur de batterie	
Puissance max. de charge	440.0 kW
=> Durée de charge complète	1.7 heures
Info: PNom du champ PV	507 kWc
Puissance de sortie max. (ciel clair)	439 kWac
Efficacité maximale	97.0 %
Efficacité EURO (équivalent)	95.0 %

Onduleur batterie - utilisateur	
Puissance max. de décharge	165.0 kW
=> Durée de décharge complète	4.5 heures
Info: Puissance max. de l'utilisateur	164.7 kW
Puissance moyenne utilisateur	79.9 kW
Efficacité maximale	97.0 %
Efficacité EURO	95.0 %

At the bottom, there is a 'Résumé du système' button, an 'Annuler' button, and an 'OK' button.

8.3 Déplacement de puissances

Cette stratégie consiste à stocker une partie de l'énergie PV produite pendant la journée afin de la restituer plus tard, durant des périodes où le tarif de l'électricité est plus élevé.

Principe : L'utilisateur définit des plages et puissances de charge/décharge. L'énergie est stockée en journée puis restituée lors des périodes à tarif élevé ou sur demande du gestionnaire réseau. Aucune consommation locale n'est prise en compte : le fonctionnement est similaire au « peak shaving ».

En présence de limites d'injection, le surplus PV dépassant le seuil autorisé peut être dérivé vers la batterie, ce qui confère au système un rôle partiel de réduction de pic. Cette stratégie vise surtout les installations réseau de grande échelle pour optimiser la valorisation énergétique. Elle ne gère pas encore l'autoconsommation dans PVsyst.

La viabilité économique dépend directement de l'écart entre tarif heures pleines/heures creuses et du coût réel de l'énergie stockée.

Stratégies de charge et de décharge : Trois stratégies de charge sont disponibles et peuvent être définies à l'échelle quotidienne ou horaire :

- **Fraction de la production PV :** une fraction fixe de la puissance PV disponible est dirigée vers la batterie.
Note : la fraction est appliquée à la production nominale de **EArray** et non à **EoutInv**.
- **Puissance de charge fixe :** la batterie est chargée à une puissance constante définie. Tout surplus de production PV, si disponible, est injecté dans le réseau. Si la production PV est inférieure au point de consigne, toute l'énergie produite est envoyée à la batterie, mais la puissance cible ne sera pas atteinte.
Note : des pertes s'appliquent ; engager par exemple 50 kW vers la batterie implique des pertes et l'énergie réellement stockée sera légèrement inférieure.
- **Exportation fixe vers le réseau :** une puissance fixe est injectée dans le réseau, et tout surplus de production PV est utilisé pour charger la batterie. Si la production PV est inférieure à la puissance fixe d'injection, toute l'énergie est envoyée au réseau, mais l'injection cible ne sera pas atteinte.

Le tableau ci-dessous illustre (sans pertes) comment la puissance PV est répartie entre batterie et réseau pour chaque stratégie. Cette répartition suppose que la batterie peut accepter de la charge ; lorsqu'elle est pleine, tout surplus est envoyé vers le réseau.

Note : la charge est aussi limitée par la puissance maximale de charge du chargeur.

Production PV [kW]	Injection réseau fixe: 100 kW		Charge fixe: 100 kW		Fraction: 40%	
	Réseau [kW]	Batterie [kW]	Réseau [kW]	Batterie [kW]	Réseau [kW]	Batterie [kW]
50	50	0	0	50	30	20
100	100	0	0	100	60	40
150	100	50	50	100	90	60
300	100	200	200	100	180	120

Note : Le mode « power shifting » est compatible avec des limitations réseau. La stratégie **export fixe** peut servir comme mécanisme de réduction de pic.

Deux stratégies de décharge sont définies pour contrôler quand et comment la batterie restitue l'énergie stockée :

- **Heures spécifiées** : la batterie se décharge à une puissance fixe pendant les créneaux horaires sélectionnés. Des puissances de décharge différentes peuvent être assignées à différents créneaux.
- **Pendant la nuit** : la batterie se décharge durant la nuit, les heures de nuit étant déterminées à partir des données météo (.MET) utilisées dans la simulation. Pendant les crépuscules / aubes, la batterie se déchargera durant la fraction d'heure correspondante après le coucher du soleil.

Procédure et dimensionnement

- **Définir les conditions de charge** : sélectionner les périodes de charge (heures ou demi-heures) ainsi que la stratégie associée,
 - soit une fraction de la production PV disponible,
 - soit une puissance fixe.

Les fractions ou puissances de charge peuvent être définies pour chaque intervalle de temps.

Pour le dimensionnement, PVsyst affiche l'énergie de charge attendue **lors d'une journée claire d'été ou d'hiver**, fournissant ainsi une référence pour dimensionner le système de batteries.

- **Définir les conditions de décharge** : de la même manière, sélectionner la stratégie de décharge, les périodes de décharge et la puissance correspondante, qui peut être fixe ou variable selon l'heure.

Pour le dimensionnement, l'énergie journalière de décharge possible devrait être proche ou supérieure à l'énergie de charge afin d'assurer un cycle complet quotidien.

Stratégie de charge

Puissance de charge fixe avant d'exporter MW

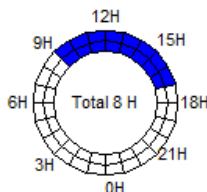
Profil journalier Défini par un fichier

Puissance de charge fixée: MW

Été Hiver

Energie de charge pour un jour clair: 32.00 MWh

Définir la puissance par heure



Stratégie de décharge

Heures spécifiées MW

Profil journalier Défini par un fichier

Puissance de décharge moyenne: MW

Décharge possible par jour: 36.00 MWh

Valeurs horaires

12-13h	<input type="text" value="0.00"/>	18-19h	<input type="text" value="0.00"/>	MW
13-14h	<input type="text" value="0.00"/>	19-20h	<input type="text" value="3.00"/>	MW
14-15h	<input type="text" value="0.00"/>	20-21h	<input type="text" value="3.00"/>	MW
15-16h	<input type="text" value="0.00"/>	21-22h	<input type="text" value="3.00"/>	MW
16-17h	<input type="text" value="0.00"/>	22-23h	<input type="text" value="3.00"/>	MW
17-18h	<input type="text" value="0.00"/>	23-24h	<input type="text" value="3.00"/>	MW

Intervalle de temps

Matin Après-midi

- **Définition du pack batterie** : dans l'onglet «Pack de batteries », sélectionner un modèle de batterie et définir le nombre de cellules/modules en série (tension de fonctionnement, pour correspondre aux exigences du chargeur/inverseur) et en parallèle (capacité de stockage).
- **Dimensionnement** : La taille de la batterie dépend de la quantité d'énergie que l'on souhaite stocker en journée pour une utilisation ultérieure (par exemple le soir). Ce dimensionnement résulte d'un compromis économique entre le coût du stockage et les gains associés. L'optimisation implique typiquement de lancer plusieurs simulations pour comparer les différences tarifaires (kWh directe vs kWh stockée sur la durée de vie de la batterie) avec le coût du système batterie. Parce que le décalage est limité à des

cycles journaliers, la capacité de la batterie ne doit pas dépasser l'énergie maximale de charge journalière.

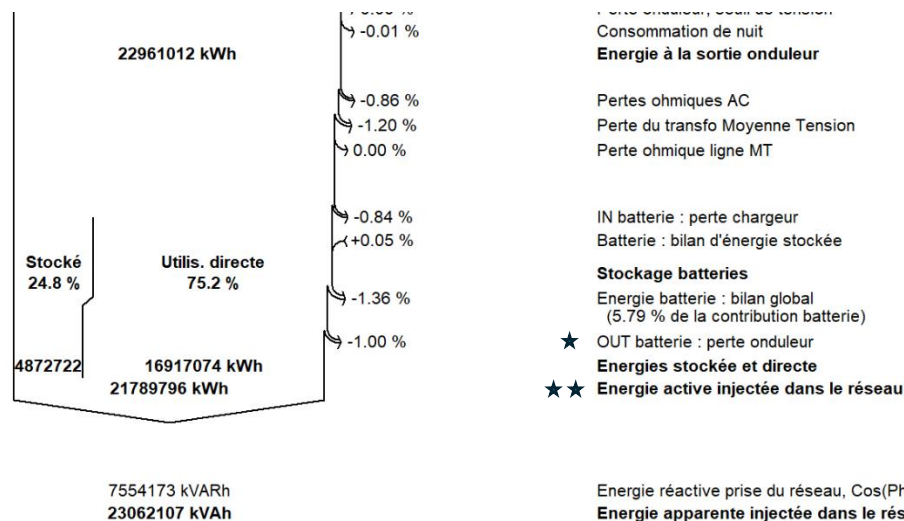
- **Définir la puissance maximale de charge** : une fois le pack défini, spécifier la puissance nominale du chargeur dans l'onglet **power shifting**. La valeur par défaut est dérivée de la stratégie de charge pour une belle journée, limitée par la puissance maximale de charge de la batterie. Il faut éviter le surdimensionnement, car l'efficacité dépend du point de fonctionnement par rapport à la courbe d'efficacité. La puissance maximale de charge doit être supérieure à la puissance à charger car des pertes surviennent.
- **Définir la puissance maximale de décharge** : enfin, spécifier la puissance de sortie nominale de l'inverseur batterie. La valeur par défaut est basée sur la puissance maximale de décharge de la stratégie, limitée par la puissance maximale de la batterie. La puissance maximale de décharge doit être supérieure à la puissance à décharger vers le réseau car des pertes s'appliquent lors de la décharge.

Limitation réseau

Les limitations réseau (le cas échéant) doivent être appliquées au point d'injection et non au niveau de l'onduleur. Si la batterie est pleine et que la limitation réseau est atteinte, l'énergie perdue sera comptabilisée comme **EGridLim**. Notez que dans la stratégie de réduction de pic (peak shaving), cette quantité est comptabilisée comme **EUnused**.

Simulation

La batterie fonctionne en cycles journaliers : elle est déchargée pendant la nuit et rechargée pendant la journée selon la stratégie choisie. Après simulation, les flux d'énergie seront affichés dans le diagramme des pertes :



- **Fraction « Stocké et Utilisation directe »** : portion de l'énergie disponible stockée dans la batterie.
- **Energie batterie - bilan global** : différence entre énergie de charge et de décharge (due à l'efficacité faradique, la résistance interne, l'auto-décharge, ou le dégazage dans les batteries plomb-acide). Cela indique l'efficacité aller-retour.
- ★ ● **CL_Chrg, CL_InvB** : pertes d'efficacité du chargeur et de l'inverseur batterie.
- **Energies stockée et directe** : énergies au niveau d'injection réseau. C'est le résultat principal pour l'évaluation tarifaire à base de tarifs.

- ★★ • E_Grid : énergie totale livrée au réseau.

8.4 Absorption des pointes de puissance

Si la capacité d'injection dans le réseau est restreinte par l'opérateur, un système de batteries peut emmagasiner l'énergie excédentaire produite durant les périodes de forte production et la libérer quand la production photovoltaïque (PV) tombe sous la limite d'injection autorisée. Par ailleurs, il est impossible d'utiliser la stratégie absorption des pointes de puissance qu'en même temps qu'un profil d'autoconsommation.

En mode de fonctionnement, vous devez définir une limite de puissance pour le réseau ainsi qu'une stratégie de décharge. Quatre options s'offrent à vous :

- La première option, qui est également l'option par défaut, est **Dès qu'il y a besoin puissance**.

Cond. de fonctionnement

Info: PNom du champ PV	507 kW
Puissance de sortie max. (ciel clair)	447 MWac
Jour clair : énergie en excès	116.8 kWh/jour
Lim. puissance réseau	<input type="text" value="400"/> kW
Décharge:	<input type="text" value="Dès qu'il y a besoin de puissance"/>

Avec cette option sélectionnée, la batterie commencera à injecter de l'énergie dans le réseau dès que la puissance AC générée sera inférieure à la limite de puissance du réseau.

- La deuxième option est « **après le coucher du soleil** ».

Cond. de fonctionnement

Info: PNom du champ PV	507 kW
Puissance de sortie max. (ciel clair)	447 MWac
Jour clair : énergie en excès	116.8 kWh/jour
Lim. puissance réseau	<input type="text" value="400"/> kW
Décharge:	<input type="text" value="Après le coucher du soleil"/>

Dans ce cas, l'injection dans le réseau ne commence que lorsque la production PV est nulle en fin de journée.

- La troisième option est **à partir d'une heure spécifiée**.

Cond. de fonctionnement

Info: PNom du champ PV	507 kW
Puissance de sortie max. (ciel clair)	447 MWac
Jour clair : énergie en excès	116.8 kWh/jour
Lim. puissance réseau	<input type="text" value="400"/> kW
Décharge:	<input type="text" value="A partir d'une heure spécifiée"/>
Décharge autorisée de <input type="text" value="20"/> hre	

Si vous sélectionnez cette option, un champ apparaîtra, vous permettant de saisir une heure de la journée. L'injection de la batterie dans le réseau ne se fera qu'à partir de cette heure.

- La quatrième et dernière option est **durant une plage horaire spécifiée**.

Cond. de fonctionnement

Info: PNom du champ PV	507 kW
Puissance de sortie max. (ciel clair)	447 MWac
Jour clair : énergie en excès	116.8 kWh/jour
Lim. puissance réseau	<input type="text" value="400"/> kW
Décharge:	<input type="text" value="Durant une plage horaire spécifiée"/>
Décharge autorisée de <input type="text" value="20"/> hre à <input type="text" value="6"/> hre	

Avec cette option, deux champs apparaîtront, vous permettant de saisir des heures spécifiques de la journée. La décharge de la batterie ne sera possible qu'entre ces deux valeurs.

Déterminer la capacité de la batterie

Choisissez un pack batterie capable de couvrir idéalement l'énergie de surcharge maximale lors d'une journée claire. Une capacité plus faible peut être retenue pour des raisons budgétaires. Effectuez des simulations afin d'identifier la taille optimale en fonction des exigences économiques, en tenant compte des coûts liés au vieillissement par cyclage.

Définir la limite de puissance injectée au réseau

La puissance PV maximale en conditions de ciel clair est affichée dans la fenêtre. Choisissez une limite de puissance réseau inférieure à cette valeur.

Cond. de fonctionnement

Info: PNom du champ PV	507 kW
Puissance de sortie max. (ciel clair)	415 MWac
Jour clair : énergie en excès	318 kWh/jour
Lim. puissance réseau	<input type="text" value="330"/> kW
Décharge:	<input type="text" value="Après le coucher du soleil"/>

Spécifier la puissance maximale du chargeur

Définissez la puissance maximale d'entrée du chargeur en soustrayant la limite de puissance réseau de la puissance PV maximale en conditions de ciel clair.

Chargeur de batterie

Puissance max. de charge	<input type="text" value="85"/>	kW	<input checked="" type="checkbox"/>
=> Durée de charge complète	8.1 Heures (0.09C)		
La puissance doit être capable d'absorber les pointes (puissance maximale prévisible), moins la limite de puissance du réseau.			
Efficacité maximale	<input type="text" value="97.0"/>	%	<input type="checkbox"/>
Efficacité EURO (équivalent)	<input type="text" value="95.0"/>	%	<input type="checkbox"/>

Définir la puissance de l'onduleur batterie

La puissance de l'onduleur batterie peut être inférieure à celle du chargeur, car la décharge peut s'étendre pendant la nuit.

Onduleur batterie-réseau

Puissance max. de décharge	<input type="text" value="330"/>	kW	<input checked="" type="checkbox"/>
=> Durée de décharge complète	2.1 Heures (0.36C)		
Efficacité maximale	<input type="text" value="97.0"/>	%	<input type="checkbox"/>
Efficacité EURO	<input type="text" value="95.0"/>	%	<input type="checkbox"/>

Lors de l'utilisation de cette stratégie, il est essentiel de définir **le pack batterie correspondant** dans les paramètres de stockage. En effet, pour que l'énergie excédentaire produite — lorsque la puissance PV dépasse la limite d'injection fixée — soit réellement stockée et restituée ultérieurement, il faut sélectionner une batterie avec une capacité et une puissance adaptée.

8.5 Support de réseau non fiable

Cette option concerne les régions où le réseau n'est pas fiable (nombreuses coupures dues au délestage). Cette stratégie nécessite la définition d'un profil de consommation et d'un calendrier d'indisponibilité du réseau.

L'énergie PV est stockée dans une batterie et restituée à l'utilisateur lorsque le réseau est indisponible. Techniquement, cela est loin d'être simple, car les onduleurs solaires habituels pour l'alimentation du réseau nécessitent la présence du réseau pour fonctionner. Il peut exister plusieurs solutions pour éviter ce problème.

Pour les flux d'énergie :

- Lorsque la puissance solaire est suffisante pour couvrir les besoins de l'utilisateur, le surplus est utilisé pour charger la batterie. Si la batterie est pleine, l'excédent sera injecté dans le réseau si cela est autorisé ; sinon, cette énergie sera perdue (c'est-à-dire que l'onduleur fonctionnera à un niveau d'énergie réduit).
- Lorsque la puissance solaire est insuffisante (ou pendant la nuit), l'utilisateur peut être alimenté par la batterie. Cependant, il est nécessaire de conserver une réserve de stockage en cas d'indisponibilité du réseau. Il faut donc définir une limite de profondeur de décharge (DOD) pour l'utilisation de l'énergie dans tous les cas, et une autre pour compléter le réseau lorsqu'il est en panne.

- En cas de défaillance du réseau, le commutateur doit s'ouvrir immédiatement, et l'utilisateur sera alimenté par l'énergie solaire + la batterie via l'onduleur.
- Le dispositif de contrôle doit être capable de limiter la puissance de l'onduleur solaire si l'injection dans le réseau n'est pas autorisée.

Vous devez d'abord définir l'indisponibilité du réseau. Cela peut être fait:

- soit en spécifiant la fraction de temps d'indisponibilité, le nombre de périodes et la durée minimale / maximale de chaque période. Le programme peut alors proposer une distribution aléatoire des périodes d'indisponibilité tout au long de l'année.
- soit en définissant une séquence horaire d'indisponibilité pour toute l'année dans un fichier CSV (msExcel).

La capacité du pack de batteries est étroitement liée aux besoins de l'utilisateur. Idéalement, l'énergie restante en dessous du niveau supérieur de l'état de charge (SOC) devrait permettre de couvrir les besoins maximums pour la plus longue période d'indisponibilité. Vous pouvez évidemment diminuer cette capacité, au risque d'un défaut d'alimentation.

Vous pouvez choisir de définir l'indisponibilité comme des périodes aléatoires ou en lisant un fichier. En cliquant sur « Afficher le graphique », vous pouvez visualiser les périodes d'indisponibilité tout au long de l'année.

9 Horizon

La ligne d'horizon permet de représenter dans PVsyst les **ombrages lointains** susceptibles de bloquer la lumière directe du soleil sur l'ensemble d'un système photovoltaïque : montagnes, reliefs, bâtiments massifs, etc.

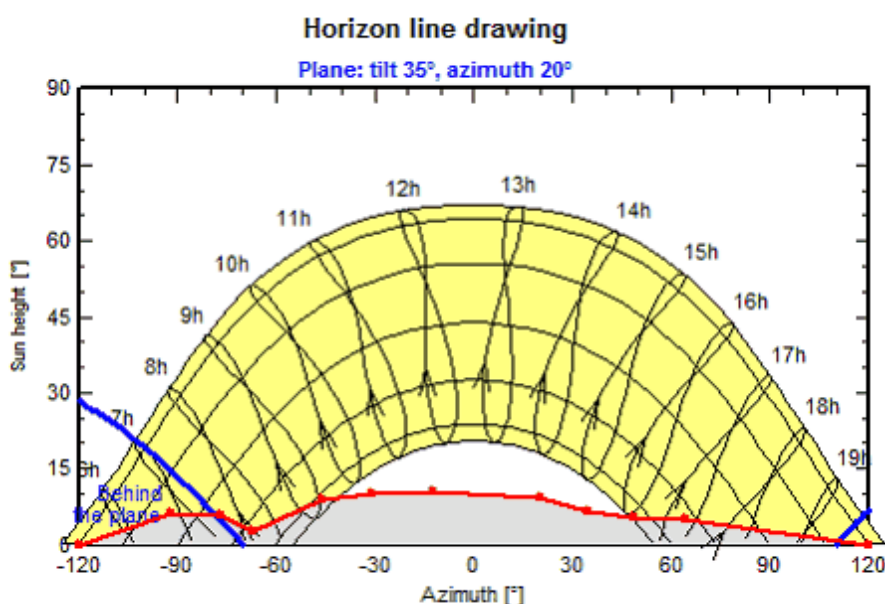
Cet ombrage est traité comme un phénomène **global et instantané** : lorsque le soleil passe sous la ligne d'horizon, la composante **directe** et **circumsolaire** du rayonnement est annulée pour tout le champ PV. La composante diffuse reste partiellement disponible.

L'horizon ne doit être utilisé **que pour des obstacles éloignés**, dont l'effet peut être considéré identique sur toute l'installation. Pour que l'horizon soit pertinent, les objets occultants doivent être situés à une distance d'au moins **10× la taille** du champ photovoltaïque.

Exemple : pour un champ de 20 m de long, les obstacles doivent se situer à **plus de 200 m**.

Dans le cas de **très grandes centrales PV**, l'horizon global peut perdre en précision : l'angle vu depuis un bout du site peut différer de celui vu depuis l'autre. Dans ces situations, il est préférable de modéliser les reliefs dans la **scène 3D** plutôt que d'utiliser une ligne d'horizon unique.

Lorsque l'horizon contient des points supérieurs à **2°**, la LED verte associée au bouton Horizon s'allume.



Cliquez sur le bouton **Horizon** pour ouvrir le diagramme solaire du site.

Ce diagramme représente l'altitude et l'azimut du soleil au cours de l'année.

Deux méthodes sont possibles pour générer une ligne d'horizon :

Tracé manuel

- Déplacer les points existants à la souris.
- Ajouter/supprimer des points via le clic droit.
- Renseigner les valeurs Azimut / Hauteur directement dans le tableau.

- Le bouton *Effacer l'horizon* permet de repartir de zéro.

Import d'un profil existant

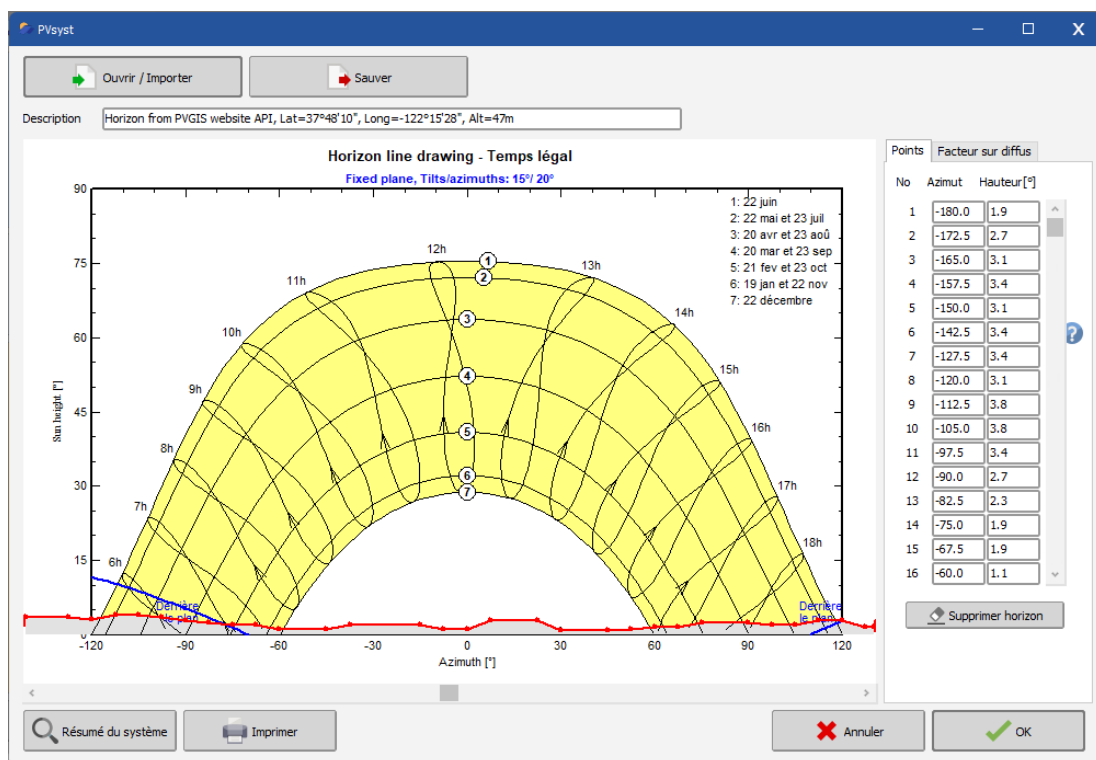
- un fichier interne PVsyst (.HOR) ;
- un fichier CSV structuré (Azimut, Hauteur en degrés) ;
- un horizon généré par **Meteonorm** ;
- un horizon automatique via **PVGIS** ou **Meteonorm Web**.

Lors de l'import CSV, il est possible de définir :

- l'angle de référence du nord ;
- le sens de rotation (horaire / antihoraire).

Pour les profils issus de bases géo-référencées (PVGIS, Meteonorm), il est essentiel de vérifier la **latitude et longitude exactes**.

Une précision de 0,0001° représente environ **11 mètres**, ce qui peut influencer significativement l'horizon en terrain accidenté.

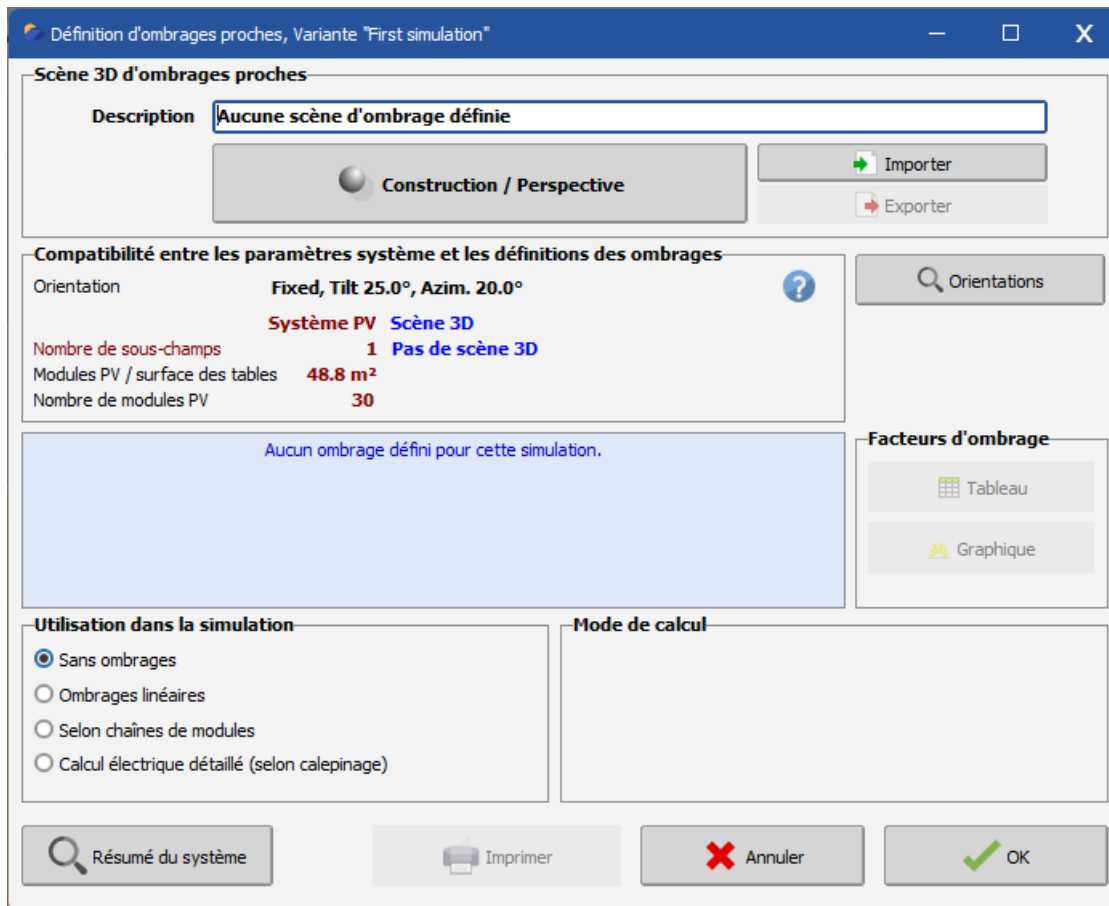


L'horizon sera alors pris en compte durant la simulation, et les pertes d'ombrage lointain apparaîtront dans le rapport sous forme de tableau et de graphique.

10 Ombrages proches

La fenêtre « Ombrage Proche » est le principal dialogue permettant d'accéder à l'éditeur 3D pour construire des scènes représentant les ombrages à proximité. Cette fonctionnalité est essentielle pour simuler l'impact des ombrages sur les modules photovoltaïques (PV), permettant ainsi de calculer les pertes d'énergie qui en résultent.

Le bouton « Construction/Perspective » est l'élément clé pour accéder à l'éditeur de scène 3D. Cela permet de définir les objets environnants susceptibles de créer des ombrages, tels que des bâtiments, des arbres ou d'autres obstacles, afin de modéliser avec précision l'environnement des modules PV.

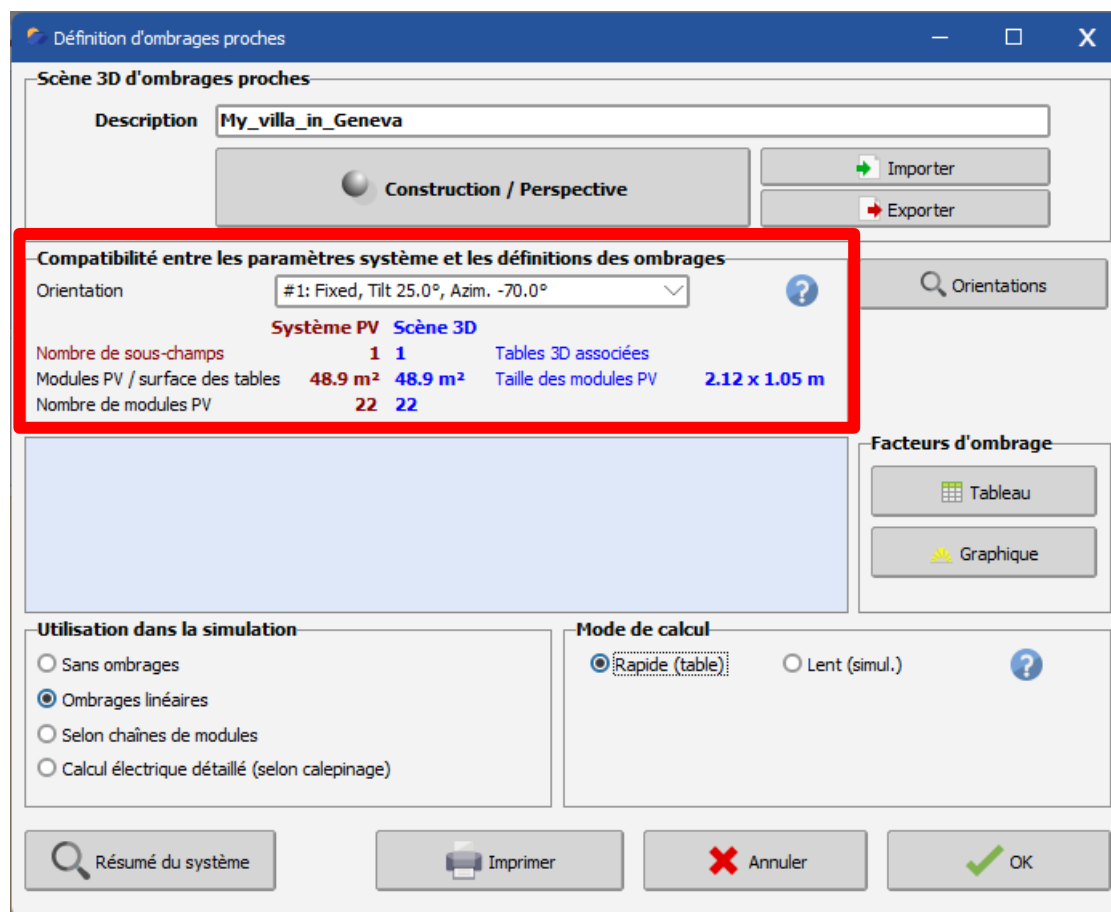


Il convient de souligner que l'objectif principal de l'ombrage proche est de modéliser avec précision les pertes d'irradiance causées par les obstacles environnants, afin d'optimiser l'implantation des modules et de réduire ces pertes au minimum. Lors de la définition des objets susceptibles de créer des ombrages ainsi que de la topographie, il est conseillé de ne pas entrer dans trop de détails et d'éviter de passer du temps à dessiner chaque objet avec précision. Plus la scène 3D est détaillée, plus le logiciel prendra de temps pour calculer l'ombrage sur la scène PV. Il est donc préférable de garder le dessin simple et représentatif du projet afin d'assurer des calculs efficaces.

10.1 Compatibilité entre la Scène 3D et l'Orientation du Système

Une fois la scène 3D construite, le programme vérifiera la compatibilité de cette construction avec les paramètres du système PV précédemment définis, tels que l'orientation et la disposition des modules. Cela garantit une simulation cohérente et fiable des pertes dues aux ombrages proches.

Dans cette section, plusieurs informations importantes permettent de contrôler la compatibilité entre la scène 3D et la définition du système, ainsi que l'orientation.



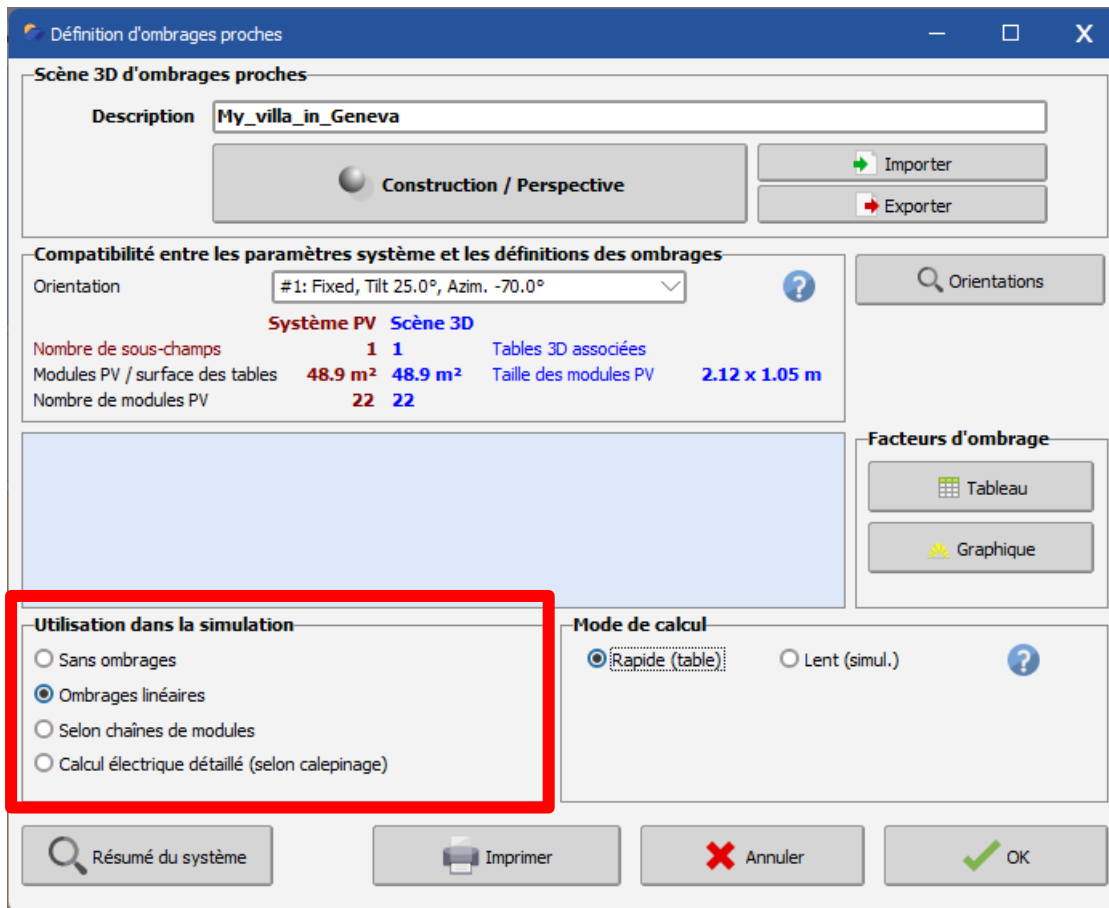
Tout d'abord, il y a une liste déroulante pour les différentes orientations existantes. Ensuite, des informations sur le nombre de sous-champs, la surface des modules PV existants, et enfin, le nombre total de modules PV sont affichées.

Concernant la surface des modules PV, le logiciel accepte une tolérance pour les différences entre la définition du système et la scène 3D. Cette tolérance prend en compte les légères variations pouvant survenir lors de la construction de la scène tout en garantissant des surfaces cohérentes.

Enfin, le nombre total de modules PV doit être proche entre la définition du système et la scène 3D, avec une petite tolérance acceptée.

10.2 Paramètres de simulation

Il y a trois méthodes pour calculer les pertes liées aux ombrages :



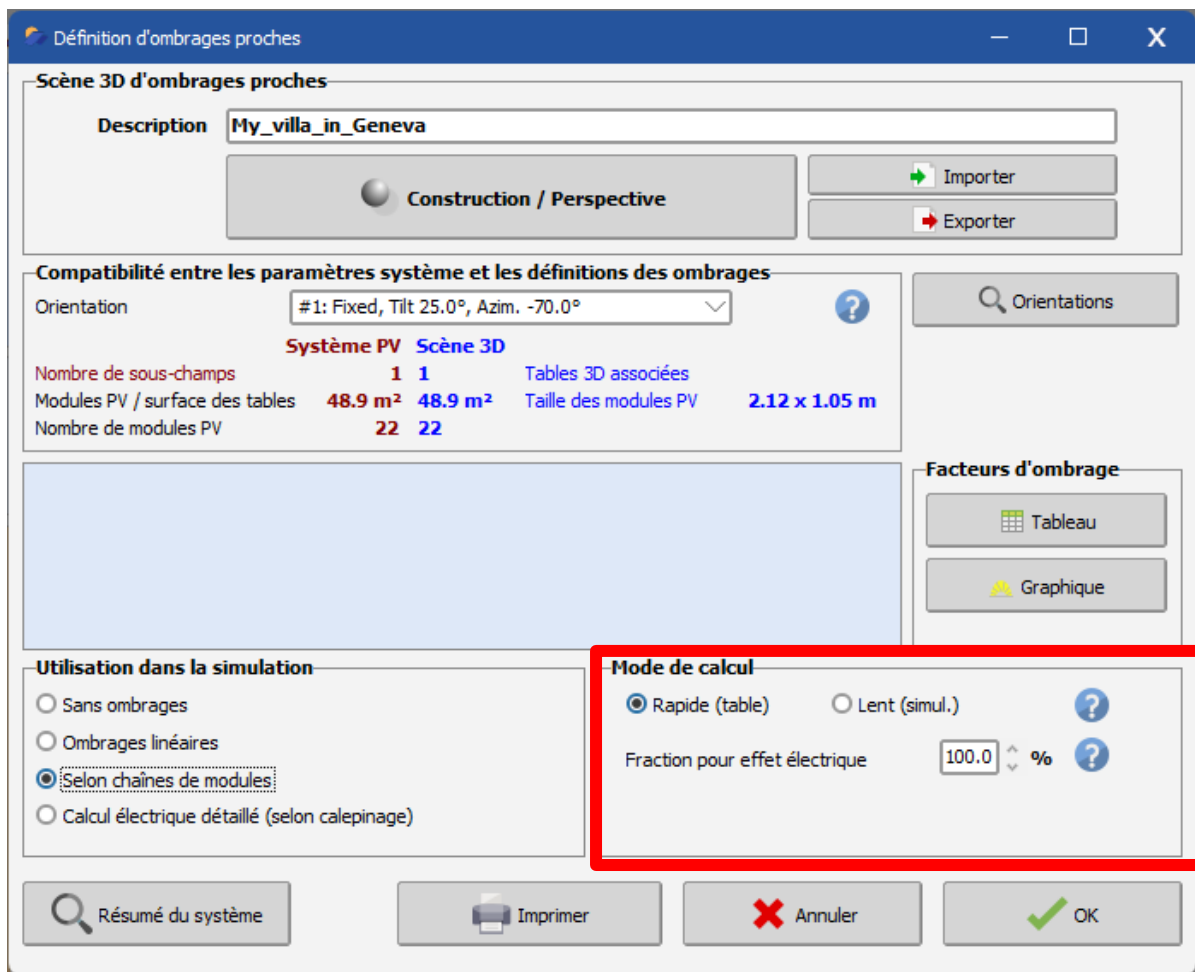
Ombrage Linéaire

Ce mode prend uniquement en compte la diminution d'irradiance sur le champ PV due aux ombres géométriques, sans considérer les effets électriques associés (mismatch, diodes de bypass, etc.). Il fournit ainsi une estimation minimale des pertes totales liées aux ombrages, puisque les pertes électriques supplémentaires éventuelles ne sont pas incluses.

La simulation peut être effectuée de manière rapide, en interpolant les valeurs issues de la table des facteurs d'ombrage à chaque pas de temps, ou de manière plus précise mais plus lente, en recalculant le facteur d'ombrage complet à chaque étape de la simulation.

Selon chaînes de modules

Pendant la création de la scène 3D, vous pouvez regrouper les modules en chaînes distinctes. Avec cette option, un facteur d'ombrage est calculé pour chaque chaîne, et les pertes électriques liées aux ombrages de chaque chaîne sont estimées individuellement. Cela permet une estimation plus détaillée des effets électriques qu'un simple calcul d'ombrage linéaire.



Pour affiner le résultat, PVsyst permet d'appliquer un facteur appelé **Fraction pour effet électrique**, qui ajuste la part de pertes électriques calculées dans le modèle de partition. Cette fraction peut varier d'un **effet purement géométrique** (0 %) à un **effet électrique pleinement appliqué** (100 %). Elle sert à adapter le calcul aux situations d'ombrages irréguliers.

Calcul électrique détaillé (selon calepinage)

Enfin, après avoir spécifié une configuration détaillée de l'**agencement des modules** dans la scène 3D, vous pouvez effectuer des calculs d'ombrage basés sur des pertes électriques détaillées. L'outil **disposition des modules** est conçu pour des calculs précis des pertes par défaillance d'appariement dues aux ombrages.

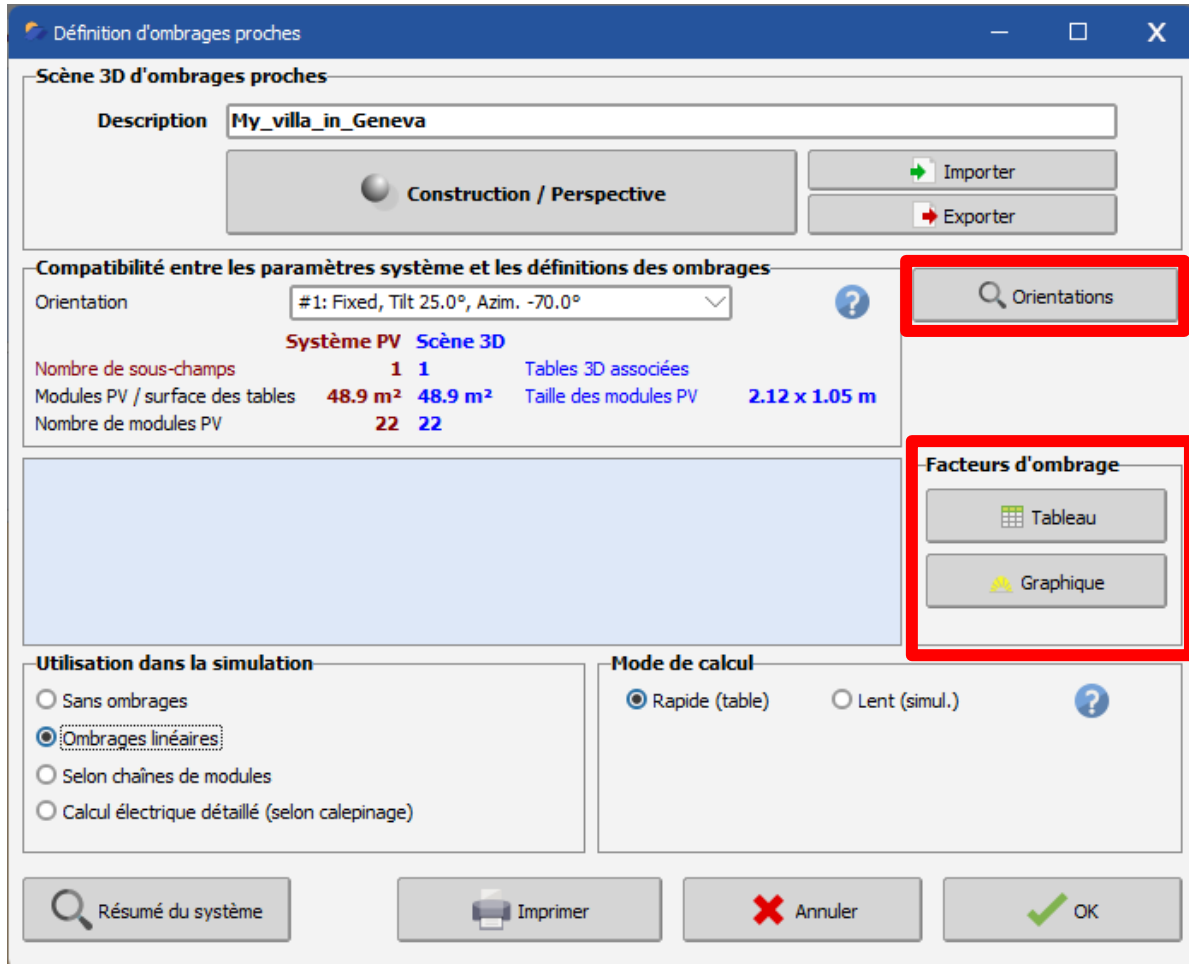
Ce type de simulation nécessite une description précise de la position de chaque module PV dans la scène 3D ainsi que de l'interconnexion des modules en chaînes, conformément aux onduleurs définis dans la section **Système**. Cela permet une modélisation très précise des effets d'ombrage sur chaque module, y compris les pertes dues aux différences de courant entre les chaînes.

L'avantage de ce modèle est qu'il calcule l'ombrage sur les chaînes connectées aux onduleurs et prend en compte les diodes de dérivation, qui contournent les zones ombragées et réduisent ainsi les pertes de puissance. Ce modèle permet un calcul des pertes électriques liées aux ombrages plus précis que le modèle de partition.

10.3 Orientations, tableau, boutons de graphique

10.3.1 Orientations

Le bouton « Orientation » ouvre la fenêtre de gestion des orientations sans avoir à quitter cette fenêtre, permettant d'effectuer des opérations supplémentaires de gestion des orientations.



10.3.2 Tableau

Le bouton Tableau vous permet de construire la table des facteurs d'ombrage, qui calcule le facteur d'ombrage pour différentes directions d'où provient la lumière du soleil.

Ce processus calcule les facteurs de la lumière diffuse et de l'albédo, qui restent les mêmes tout au long de l'année. Ensuite, vous pouvez visualiser le diagramme Iso-ombrage et lancer la simulation.

Si vous avez défini une partition en strings de modules lors de votre construction 3D, deux tables seront calculées simultanément : l'une pour le facteur **d'ombrage linéaire**, et l'autre pour le facteur **d'ombrage selon les chaînes de modules**.

Table du facteur d'ombrage (linéaire), pour la composante directe, Orient. #1

Fermer Imprimer Exporter Aide

Recalculer

Afficher: Table linéaire

Séparé Total

Orientation du plan: Plan incliné fixe #1: Fixed, Tilt 25.0°, Azim. -70.0°

Table du facteur d'ombrage (linéaire), pour la composante directe, Orient. #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.003	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003
40°	0.007	0.036	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007
30°	0.007	0.084	0.053	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007
20°	0.007	0.174	0.107	0.005	0.004	0.035	0.035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.007
10°	0.118	0.338	0.226	0.286	0.074	0.187	0.161	0.000	0.000	0.000	0.000	0.208	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.118
0°	1.000	1.000	0.817	0.564	0.088	0.216	0.182	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Facteur d'ombrage sur le diffus: 0.022 et pour l'albédo: 0.177

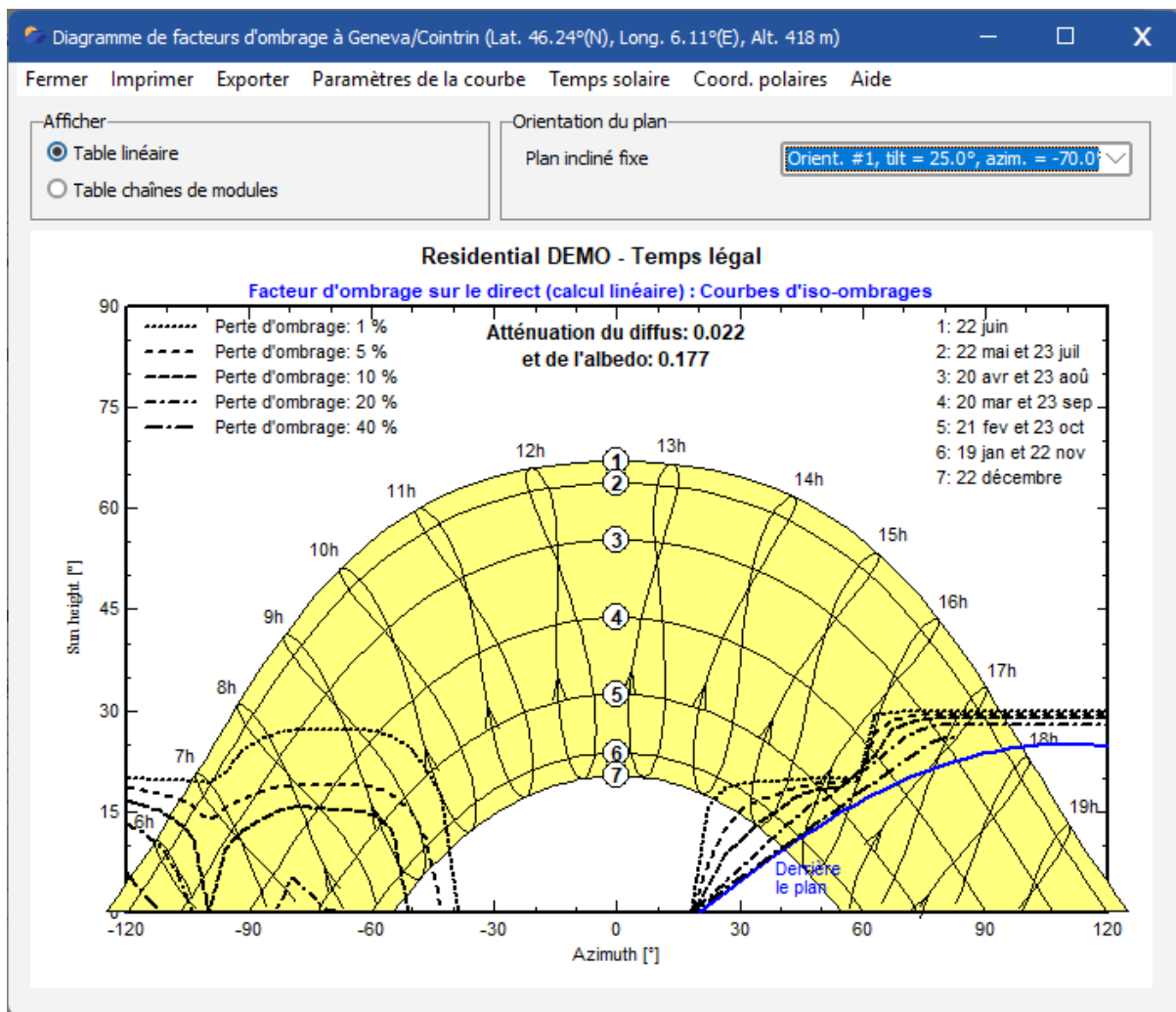
Le Facteur d'Ombrage représente la proportion de la surface sensible du champ PV qui est ombragée par rapport à sa surface totale, pour une orientation spécifique du soleil (où 0 signifie aucun ombrage et 1 signifie entièrement ombragé).

Calculer cela à chaque étape de la simulation pourrait être long. Pour remédier à cela, le programme crée des tables avec des valeurs de Facteur d'Ombrage pré-calculées à des intervalles de 10° pour la hauteur du soleil et de 20° pour l'azimut. Ces tables permettent une interpolation rapide pour déterminer le Facteur d'Ombrage dans n'importe quelle direction du soleil, une méthode appelée « mode de calcul rapide ».

Il est possible de calculer le Facteur d'Ombrage à chaque étape de la simulation pour éviter les erreurs dues à l'interpolation, ce qui est appelé « mode de calcul lent ». Dans ce cas, les tables pré-calculées ne sont pas utilisées pour déterminer l'ombrage sur les composantes directe et circumsolaire.

10.3.3 Graphique

Le diagramme iso-ombrage représente visuellement la table des facteurs d'ombrage. Il affiche les lignes de contour pour des facteurs d'ombrage spécifiques, superposées aux trajectoires que le soleil parcourt dans le ciel.



Les lignes bleues sur le diagramme marquent les points où les rayons du soleil sont parallèles à la surface.

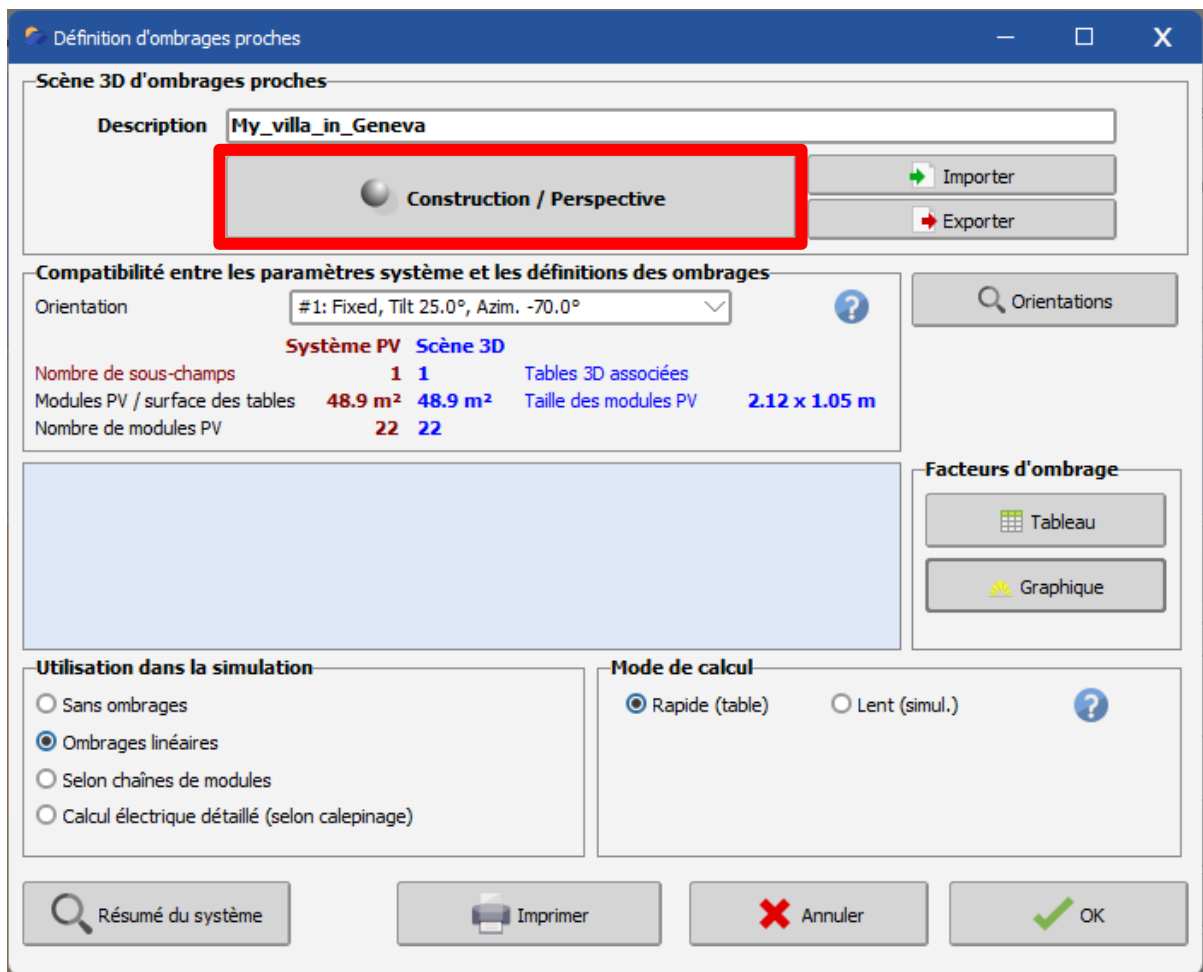
Ce diagramme offre une vue d'ensemble concise de la manière dont l'ombrage varie en fonction des saisons et des moments de la journée tout au long de l'année.

L'aspect irrégulier des lignes est dû aux interpolations entre les points de calcul discrets.

Rappelez-vous que ce facteur de perte s'applique à la composante directe atteignant le plan PV. Lorsque l'angle d'incidence est élevé, même des facteurs de perte importants agiront sur une composante d'irradiance très faible, entraînant des effets raisonnables sur l'efficacité globale.

10.4 Construction/Perspective, scène 3D

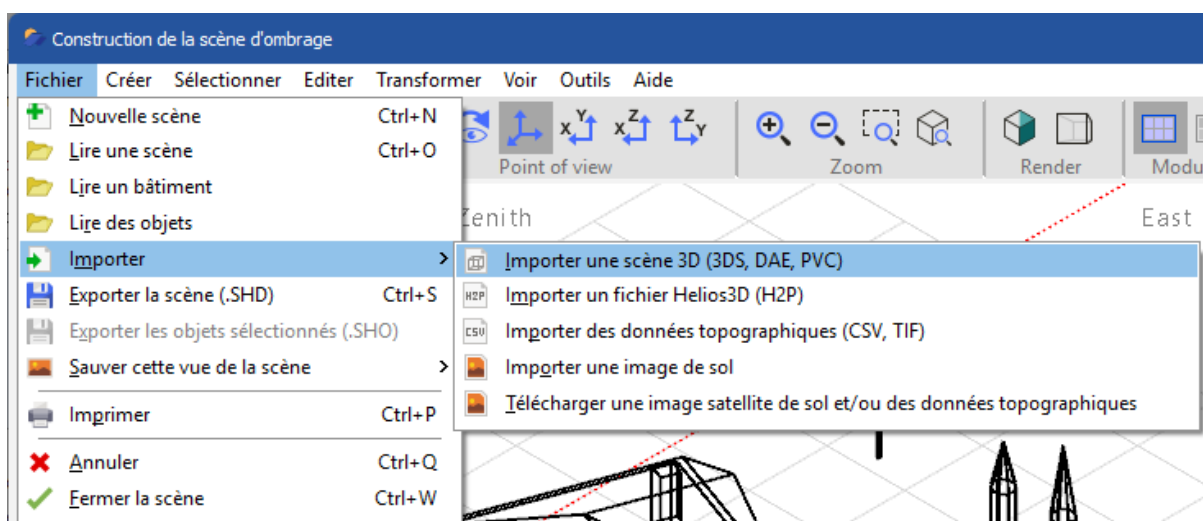
En cliquant sur le bouton « Construction/Perspective », une nouvelle fenêtre s'ouvre où se trouve la scène 3D.



Pour commencer, plusieurs stratégies s'offrent à vous pour créer une scène 3D dans PV.

Première stratégie : Vous pouvez créer vos tables PV ainsi que les objets qui projeteront des ombres sur les tables PV.

Deuxième stratégie : Vous pouvez importer une scène 3D créée avec un autre logiciel. Les formats suivants sont pris en charge pour l'importation : 3DS, DAE, PVC, H2P.



Vous trouverez plus d'informations dans le tutoriel « Export de scène 3D vers PVsyst ».

Troisième stratégie : Cette stratégie consiste à combiner les première et deuxième stratégie. Vous pouvez importer une scène PV, puis la modifier dans PVsyst en ajoutant des objets supplémentaires susceptibles de créer des ombrages.

Il est également possible d'importer une topographie avec une image satellite de votre site, spécifiée dans la section « Projet ».

10.4.1 Menu Fichier

Plusieurs actions sont disponibles :

Nouvelle scène: Permet de créer une nouvelle scène en effaçant la précédente.

Lire une scène: Charge une scène précédemment exportée à l'aide de la fonction « Exporter la Scène ».

Exporter la scène: Permet d'exporter l'ensemble de la scène pour la sauvegarder pour de futurs projets.

Exporter les objets sélectionnées: Exporte l'objet sélectionné pour une réimportation ultérieure.

Lire un bâtiment: Charge un bâtiment exporté avec la fonction « Exporter l'Élément Sélectionné ».

Lire des objets: Charge un objet exporté avec la fonction « Exporter l'Élément Sélectionné ».

Sauver cette vue de la scène: Enregistre la vue de la scène pour la conserver comme image.

Imprimer: Imprime la scène 3D.

10.4.2 Menu Créer

Le menu « Créer » est divisé en deux sections principales :

Création d'Objets

La première section est dédiée à la création des différents objets de la scène. PVsyst permet de créer une variété d'objets en 2D et 3D pour représenter des éléments tels que des bâtiments, des arbres, des toits, et d'autres obstacles architecturaux. Vous pouvez choisir parmi une bibliothèque d'objets de base (formes en 2D et 3D, éléments de construction) et les assembler pour créer des objets plus complexes. Il est également possible de personnaliser la topographie du terrain en créant des objets de sol spécifiques. Les objets créés peuvent être ajustés en termes de dimensions et de position pour s'adapter à la disposition de votre installation PV.

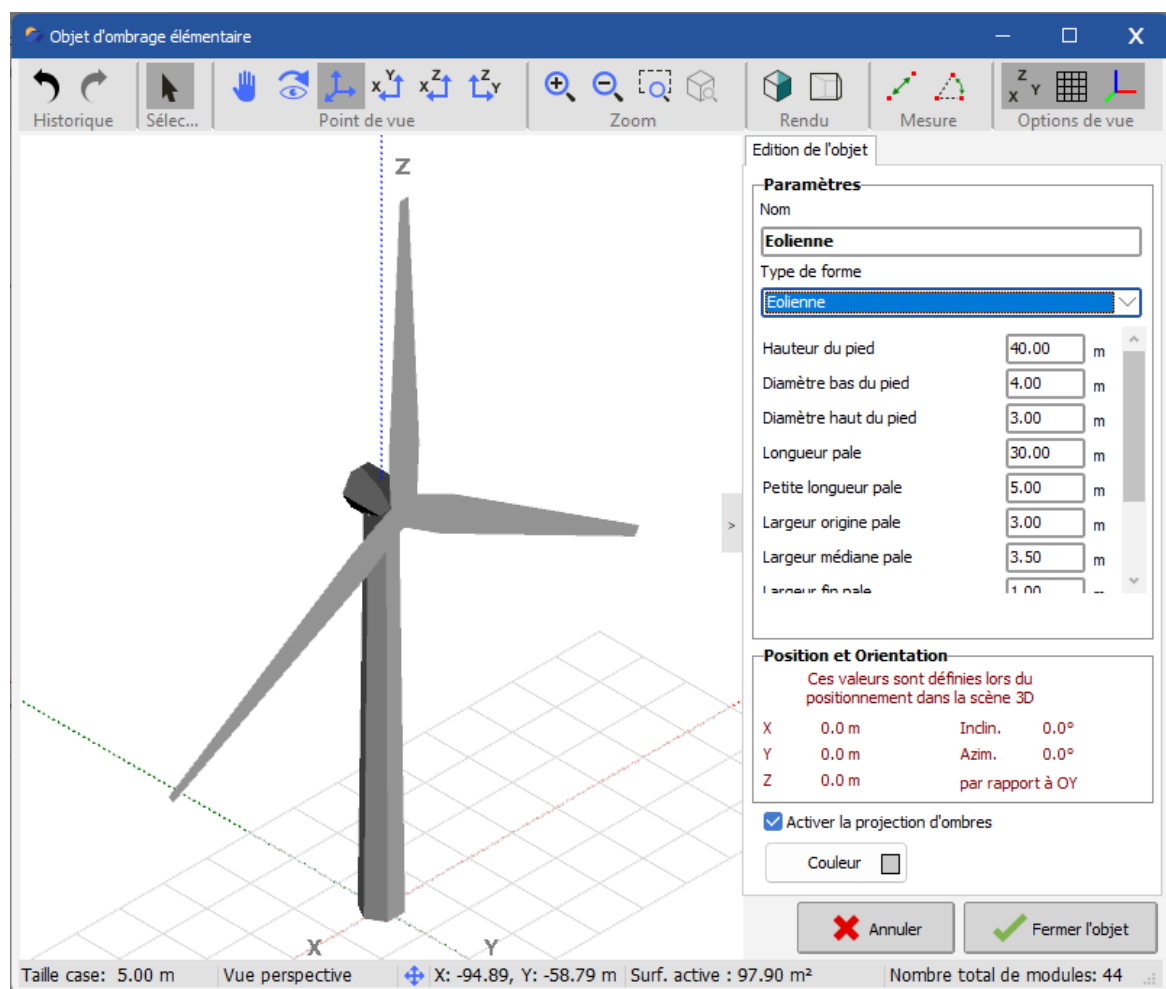
Dans les types de formes, plusieurs modèles sont disponibles :

Tout d'abord, il y a les modèles de surfaces, qui sont des formes 2D simples et élémentaires, ainsi que des modèles de surfaces, qui sont des modèles 3D élémentaires.

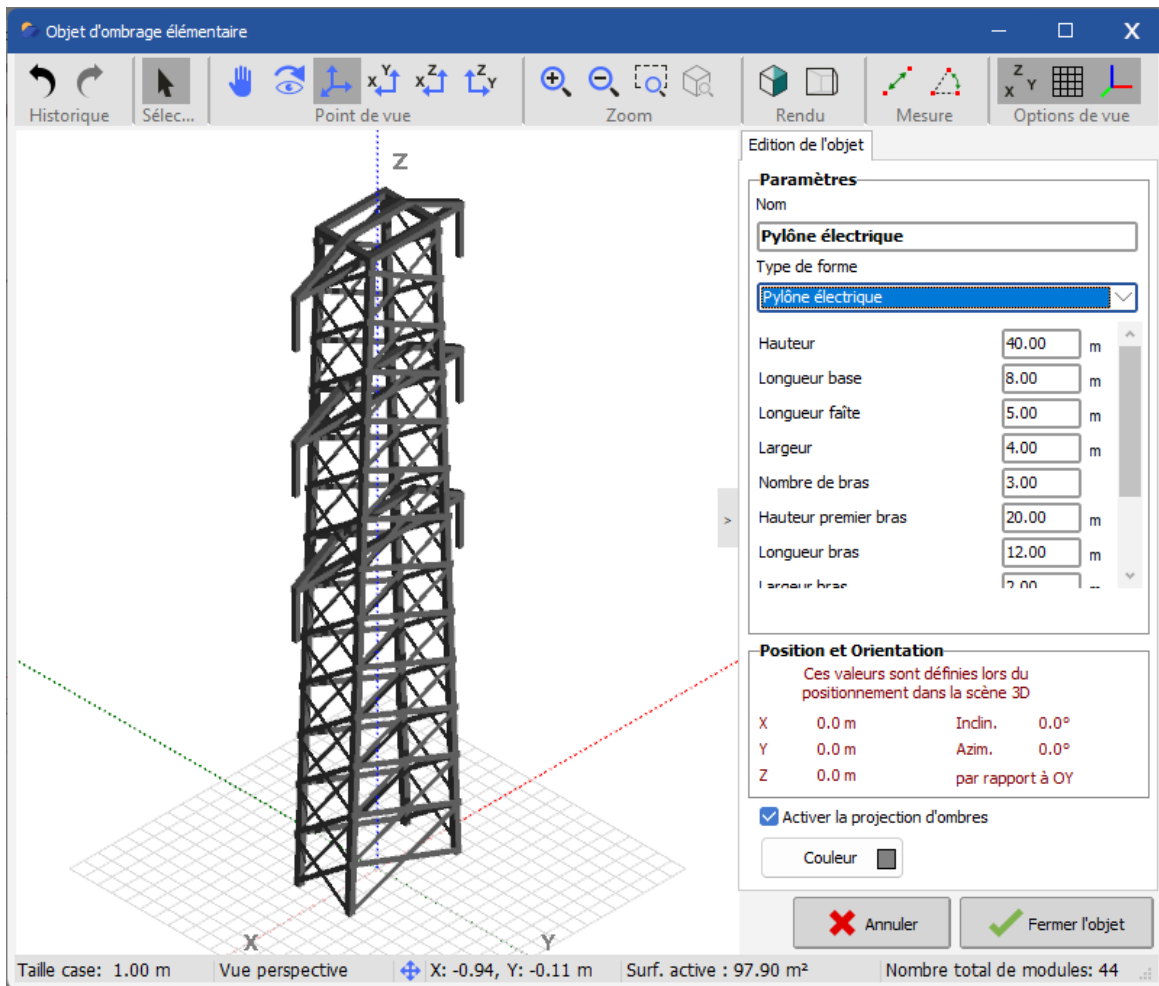
----- Surfaces -----	----- Volumes -----	----- Éléments de construction -----
Triangle	Parallélépipède	Maison + toit à 2 pans
Triangle isocèle	Pyramide carrée	Maison, toit asymétrique
Triangle rectangle	Prisme triangulaire	Dièdre - forme toit
Rectangle	Prisme hexagonal	Toit 1 pan + pignons
Trapèze	Prisme octogonal	Toit 2 pans + pignons
Polygone régulier	Portion de cylindre	Toit 4 pans
Secteur pseudo-circulaire		Mansarde
		Prisme - cheminée
		Arbre
		Câble
		Balustrade 1 traverse
		Balustrade 2 traverses

Dans cette liste, les objets de construction sont basiques, avec les arbres comme exemple de modèle utile.

Enfin, il existe des formes spéciales, comme **une éolienne**.



et un **pylône électrique**.



Création d'éléments PV

La deuxième partie du menu « Créer » concerne la création d'éléments photovoltaïques. Cela inclut la création de différents types de champs PV, tels que :

Table PV simple : Une zone rectangulaire destinée à accueillir des modules PV.

Rangée de suiveurs : Une ou plusieurs tables qui suivent le soleil pour maximiser la réception de l'irradiance.

Rangée de tables : Plusieurs tables placées les unes derrière les autres, couramment utilisées dans les installations au sol.

Rangée de dômes : Groupes de tables dans une configuration opposée Est-Ouest.

Rangée de pare-soleils : Tables alignées verticalement, adaptées pour les façades.

Plan PV rectangulaire : Rectangles sensibles sans cadre, pouvant être créés en plusieurs instances dans le même plan.

Plan PV polygonal : Un champ de toute forme, dessiné à la souris, offrant une flexibilité maximale.

Pour chaque type de champ PV, vous pouvez définir des paramètres spécifiques tels que l'orientation, le nombre de tables, la disposition, l'espacement entre les tables, etc. Ces paramètres peuvent être ajustés pour répondre aux besoins de votre installation et optimiser la production d'énergie, mais doit correspondre au système définit.

Les objets et champs PV créés peuvent ensuite être intégrés dans la scène 3D pour simuler avec précision les effets d'ombrage.

10.4.3 Menu Editer

Dans le menu « Editer », plusieurs outils vous permettent de manipuler un objet de la scène.

Défaire : Annule les actions, accessible avec le raccourci "CTRL+Z".

Refaire : Rétablit une action annulée, accessible avec le raccourci "CTRL+Y".

Copier : Copie un élément, accessible avec le raccourci "CTRL+C".

Coller : Colle un élément copié, accessible avec le raccourci "CTRL+V".

Editer un objet : Permet de modifier un objet de la scène en double-cliquant dessus.

Supprimer l'objet sélectionné : Supprime l'objet sélectionné, accessible avec le raccourci "Delete".

Déplacer la sélection : Déplace l'élément sélectionné, également accessible depuis le menu principal.

Pivoter la sélection : Fait pivoter l'élément sélectionné, également accessible depuis le menu principal.

Orienter la scène globale : Applique une rotation d'azimut à tous les objets de la scène.

Modification groupée : Ouvre la fenêtre « Liste et gestion des objets » pour des modifications groupées, accessible avec "CTRL+G".

Définir altitude auto. : Définit l'altitude automatique d'un objet en fonction d'un autre objet, utile pour définir automatiquement l'altitude d'un objet PV sur une surface.

10.4.4 Menu Transformer

Le menu Transformer permet de changer la surface d'un objet en surface PV.

Transformer en faces PV : Les faces sélectionnées peuvent être transformées en surface PV.

Transformer en objets : Convertit les surfaces PV en objets non PV.

Convertir les tables fixes en suiveurs : Convertit la table PV sélectionnée en tracker.

Transformer les tables PV sélectionnées en rangées de tables : Convertit une table PV unique en un champ de tables PV.

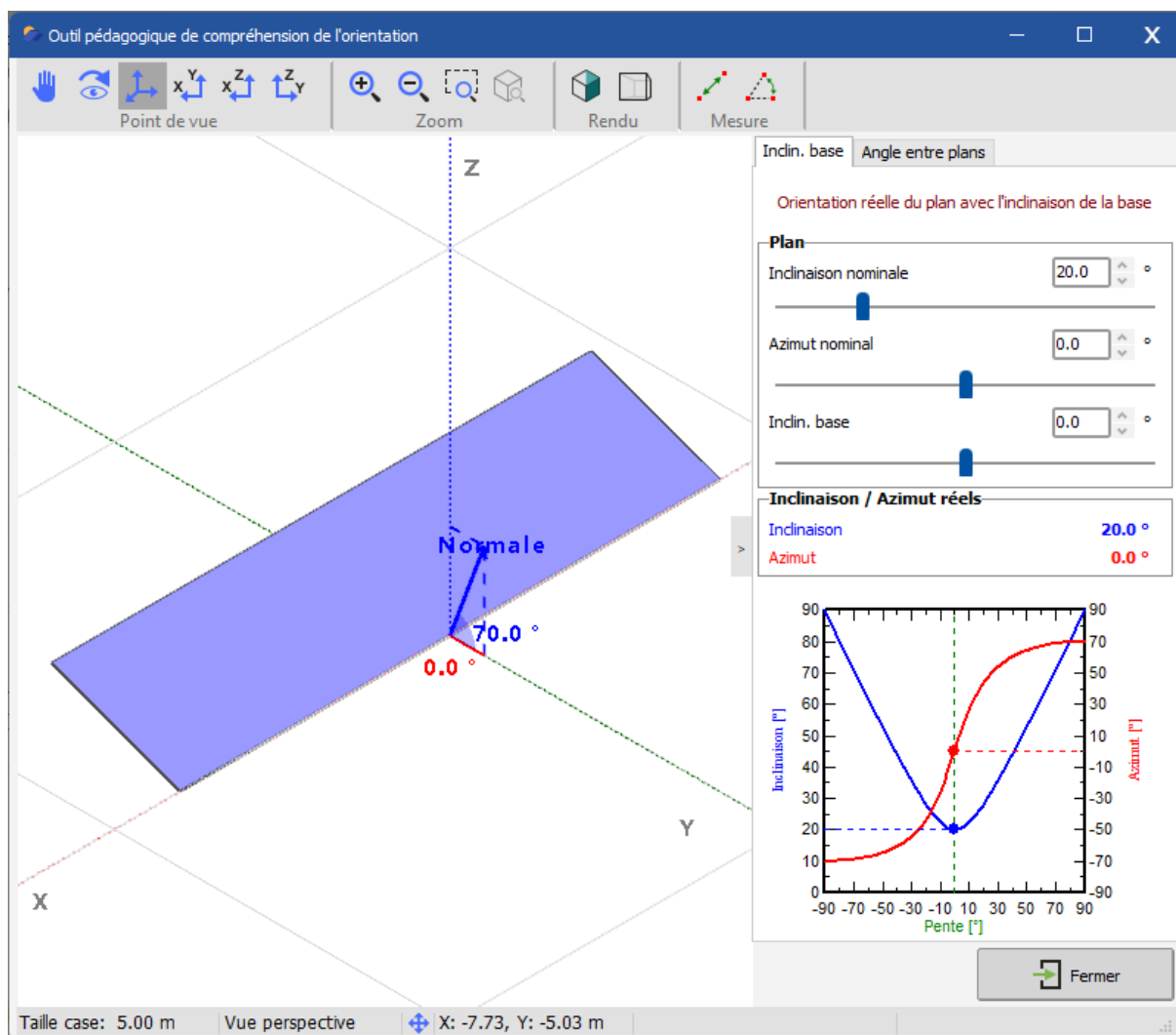
Transformer les tables PV sélectionnées en une seule rangée de tables : Convertit plusieurs tables PV individuelles en une seule rangée de tables.

Transformer en objet sol : Convertit un objet en objet de sol.

10.4.5 Menu Outils

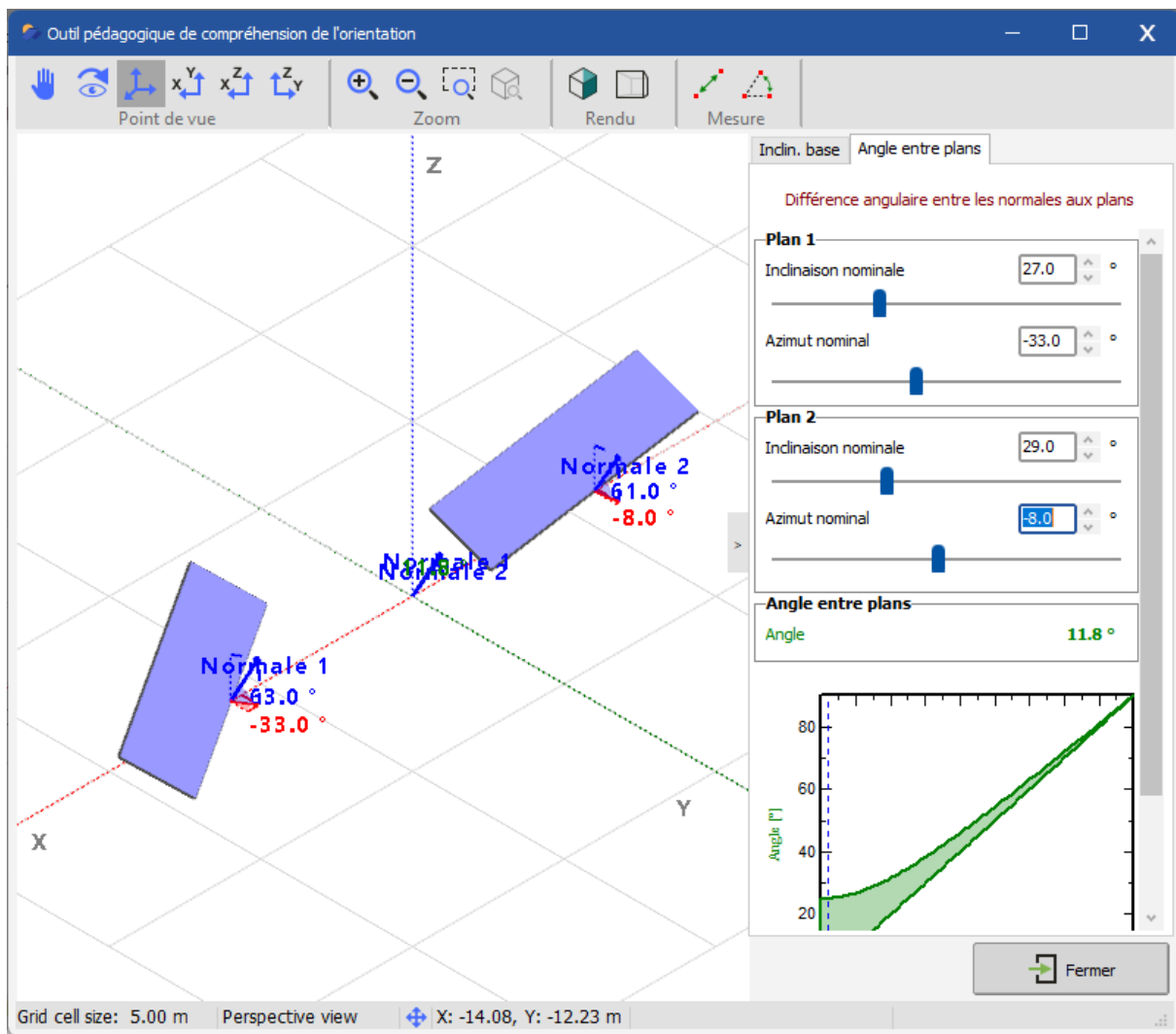
10.4.5.1 Outil pédagogique de compréhension de l'orientation :

Cet outil ouvre une ressource pédagogique pour comprendre l'orientation des tables PV.



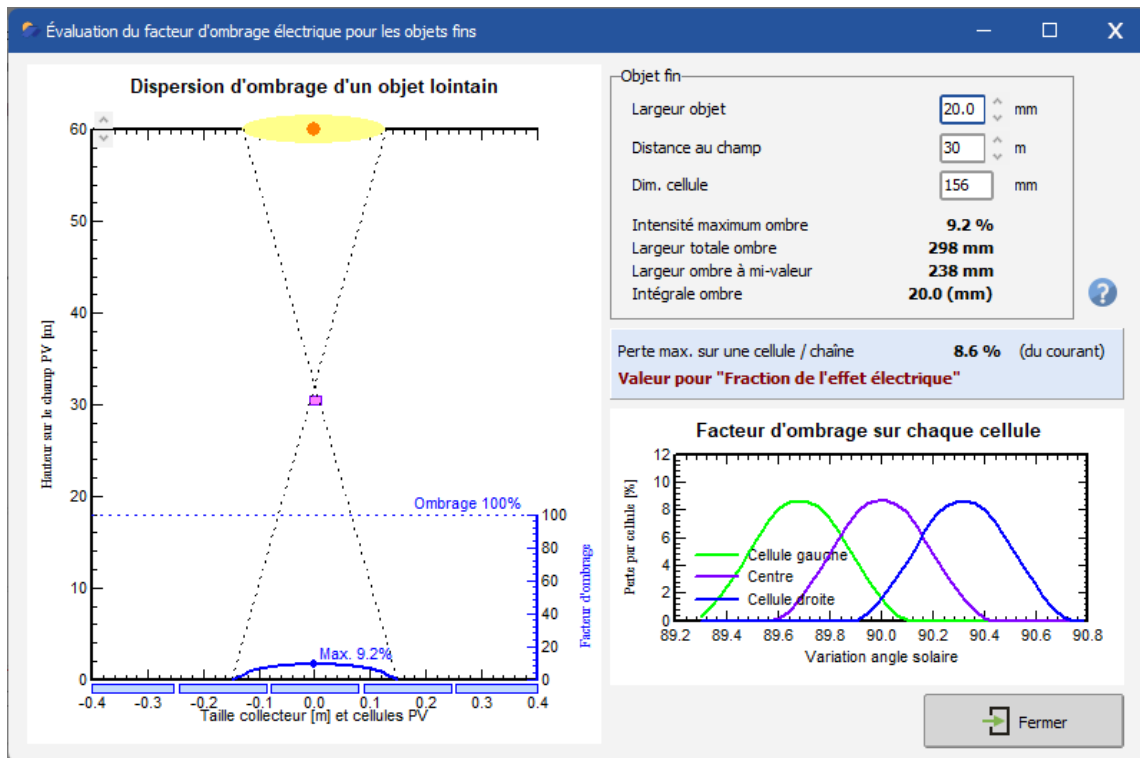
Dans l'onglet **Inclinaison de base**, les utilisateurs peuvent visualiser une table PV avec une orientation initiale et appliquer une inclinaison de base, telle que la pente du sol, pour voir l'inclinaison et l'azimut résultants. Les utilisateurs peuvent expérimenter en saisissant une « Inclinaison Nominale », un « Azimut Nominal » et en ajustant l'« Inclinaison de Base », pouvant représenter la pente du terrain, pour observer l'inclinaison et l'azimut finaux après application de l'inclinaison de base.

L'onglet **Angle entre plans** aide les utilisateurs à comprendre la valeur de l'angle entre les normales de deux plans de tables PV en ajustant leurs orientations. Les utilisateurs peuvent expérimenter pour voir la différence d'angle entre deux plans PV, qui s'affiche dans la zone « Angle entre les plans ».



10.4.5.2 Analyse des ombrages d'objets fins :

Cet outil démontre l'effet d'un ombrage fin sur une surface PV. Les utilisateurs peuvent saisir des variables telles que la largeur d'un objet étroit, la distance entre l'objet et la surface PV, ainsi que la taille de la cellule PV. Cet outil calcule et affiche le pourcentage maximal d'ombrage sur une cellule PV en fonction de ces paramètres.



10.4.5.3 Définition de l'ombrage diffuse des suiveurs :

Dédié aux suiveurs de champs PV, cet outil définit la contribution de la lumière diffuse sur les tables PV. Les utilisateurs peuvent configurer un suiveur représentatif pour calculer les facteurs d'ombrage à utiliser dans les simulations, réduisant ainsi le temps de calcul de l'ombrage diffus par rapport à l'utilisation de tous les suiveurs.

Principes de calcul

Dans l'idéal, il faudrait :

1. construire la **table complète des ombrages** pour toutes les **orientations possibles des suiveurs**,
2. puis évaluer l'intégrale diffusée sur chacune de ces tables.

Cependant, en pratique, PVsyst **évalue le facteur d'ombrage pour le diffus et l'albédo uniquement sur une sélection d'orientations de suiveurs**, puis génère un **profil d'interpolation** pour ces facteurs. Ces valeurs interpolées sont utilisées pendant la simulation. Ce calcul peut néanmoins être long.

Approximation "suiveur représentatif"

Pour les systèmes comportant de nombreux suiveurs, il n'est souvent pas réaliste de calculer les tables complètes pour chaque position. PVsyst propose donc une **approximation** acceptable dans la plupart des cas lorsque les suiveurs sont distribués de manière régulière.

Dans ce schéma d'approximation :

- PVsyst ou l'utilisateur **choisit un suiveur significatif au centre du champ**,

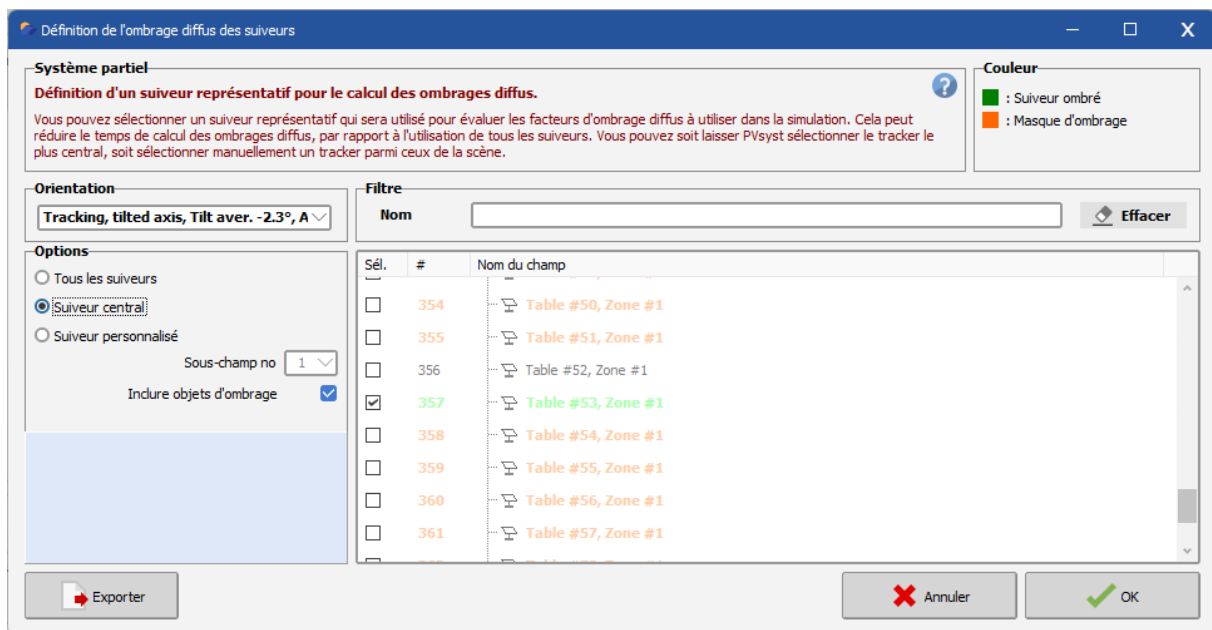
- le logiciel évalue la table de facteurs d’ombrage **uniquement pour ce suiveur**,
- en utilisant les suiveurs voisins et les objets pour générer les ombrages,
- mais en **négligeant les autres sources d’ombrage**.

Cela permet de rendre le calcul des ombrages diffus *beaucoup plus rapide*. Cette approximation peut être résumée comme l’ombrage d’un **suiveur central représentatif** avec une “*partial scene*” composée des suiveurs voisins.

Cette approximation ne tient pas compte de la taille finie du système : les suiveurs situés en bordure est/ouest ne subissent pas d’ombrages mutuels sur un côté. Cela peut introduire une **erreur de l’ordre de 1/N rangées** si le suiveur représentatif et ses voisins ne sont pas choisis correctement.

Modes de calcul des ombrages diffus des suiveurs

La fenêtre **Tracker diffuse shading calculation modes** permet de sélectionner le mode de calcul le plus adapté pour les ombrages diffus des suiveurs. Elle est accessible chaque fois que des suiveurs sont définis dans la scène 3D, via **Outil > Définition de l’ombrage diffus des suiveurs**.



1. Tous les suiveurs

Dans ce mode, **tous les suiveurs** de l’orientation sont pris en compte pour le calcul des ombrages diffus. Tous les objets d’ombrage de la scène ainsi que les autres orientations contribuent aux ombrages.

C’est **le mode le plus précis et recommandé**, mais il peut devenir **intensif en ressources** pour des scènes grandes ou complexes.

2. Suiveur central

Dans ce mode :

- Parmi les suiveurs les plus **centrés géométriquement** de l’orientation, celui qui est entouré par le plus grand nombre de suiveurs générant des ombrages est sélectionné.

- Ce suiveur est alors utilisé comme **échantillon représentatif**.
- Il est mis en évidence en **vert** dans la fenêtre et dans la scène (*Suiveur ombré*),
- Les suiveurs voisins qui génèrent les ombrages sont mis en évidence en **orange** (*Masque d'ombrage*).

Cependant, même avec cette approche, certaines configurations de champs peuvent réduire la précision du choix du suiveur central (par exemple si le suiveur central se trouve en bordure de patch).

3. Suiveur personnalisé

Ce mode est similaire au mode *Suiveur Central*, mais offre la possibilité de **sélectionner manuellement** un suiveur qui servira d'échantillon représentatif. La "*Masque d'ombrage*" est alors définie automatiquement autour de lui.

10.4.5.4 Résumé de la scène d'ombrage :

Ouvre une fenêtre d'information répertoriant tous les objets dans la scène du projet.

The screenshot shows a software window titled "User notes and system summary". It has a toolbar with "System summary", "Variant notes", and "Project notes". There are also "Refresh summary" and "Auto-refresh summary (can be slow)" buttons. The main content area displays the following information:

Surface brute totale: 5518m²

Paramètres scène d'ombrage 3D - intermédiaire

Utilisation dans la simulation:

Champs:	62
Largeur scène:	298.0 m
Longueur scène:	514.0 m
Surf. active:	5518.0 m
Objets:	65
Faces:	22954
Sommets:	68998

Selon chaînes mod. (Fraction de pertes électriques 100%)

Champs	Orientation #1 (Inclinaison/Azimut)	1 suiveurs
Champ #1 - Table #1, Zone #1	4.5° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #2 - Table #2, Zone #1	3.8° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #3 - Table #3, Zone #1	3.7° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #4 - Table #4, Zone #1	3.5° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #5 - Table #5, Zone #1	3.4° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #6 - Table #6, Zone #1	2.9° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²
Champ #7 - Table #7, Zone #1	2.9° / 172.0°	1 suiveurs
Surface suiveur / Surface module PV		89.0 m ² / 89.0 m ²

A "Close" button is located at the bottom right of the window.

Vous pouvez aussi sélectionner ou désélectionner des objets directement dans la liste en cliquant dessus tout en maintenant la touche Ctrl enfoncée. Quand vous fermez la fenêtre de sélection avancée, les objets sélectionnés restent sélectionnés dans la scène d'ombrage.

Développer / Réduire :

Développer tous les objets :

Cette commande ouvre l'ensemble des nœuds de l'arborescence. Tous les sous-objets deviennent visibles dans la liste. Cela permet de visualiser en détail la structure complète de la scène.

Réduire tous les objets :

Cette commande referme tous les nœuds de l'arborescence. Seuls les objets principaux restent visibles. Cela facilite la lecture lorsque la scène contient un grand nombre d'éléments.

Copier / Coller :

- Copier tous les objets sélectionnés vers le presse-papier.
- Coller depuis le presse-papier sur les objets sélectionnés. Si aucun objet n'est sélectionné, le collage est effectué sur les objets ayant le même numéro (#).
- Collage sur les colonnes visibles seulement.

Le collage peut aussi être fait depuis un logiciel tableur externe (comme Excel). Dans ce cas, assurez-vous de copier aussi la ligne d'en-tête et d'avoir au moins les 3 premières colonnes (#, Type, Nom).

Édition / Suppression

- Ouvre la boîte de dialogue d'édition pour l'objet sélectionné. Un double-clic sur un objet permet aussi d'éditer cet objet individuellement.
- Supprime les objets sélectionnés.
- Annuler.
- Rétablir.

Certains champs sont directement modifiables dans la liste — ce sont les cellules entourées d'un rectangle. Si plusieurs objets sont sélectionnés, l'édition s'applique à tous en mode groupe.

Édition des colonnes

Pour gagner en lisibilité, il est possible d'afficher ou masquer des colonnes :

- Sélectionner/Désélectionner les colonnes à afficher. Cette option est aussi disponible en cliquant avec le bouton droit de la souris sur l'en-tête des colonnes.
- Afficher les colonnes par défaut.

Notez que votre choix est enregistré pour les sessions suivantes.

Menu contextuel

Certaines actions sont également accessibles via un menu contextuel en **cliquant avec le bouton droit** de la souris sur un ou plusieurs nœuds sélectionnés de l'arborescence.

Export au format CSV

Pour utiliser les données liées aux objets en dehors de PVsyst, il est possible d'exporter la liste affichée au format CSV.

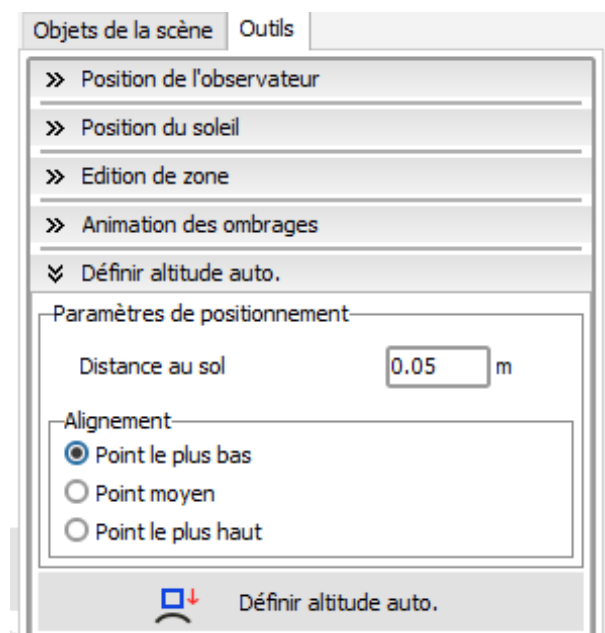
Cliquez sur l'icône d'export CSV, puis vous pouvez coller (Ctrl + V) dans Excel ou tout autre logiciel tableur.

10.4.5.6 Altitude automatique :

Ouvre un outil permettant de placer automatiquement des objets PV au-dessus d'autres objets. Cet outil est très utile pour une manipulation aisée, particulièrement lorsqu'on place des tables sur une toiture et sur une topographie afin d'aligner les tables PV avec la surface en respectant une distance prédéfinie de hauteur.

Procédure :

Sélectionner une table, puis cliquer sur « Outil — altitude automatique ». Cela ouvre une option dans le menu de droite, comme ci-dessous.



Choisir la distance au sol ainsi que l'option d'alignement, puis cliquer sur le bouton « Définir l'altitude automatique ».

10.4.5.7 Gestion des orientations (Ctrl+Shift+O) :

La fenêtre de **gestion des orientations** permet aux utilisateurs de visualiser la liste des orientations de la scène et de vérifier la cohérence entre la scène 3D et la définition du système. Les utilisateurs peuvent examiner la correspondance des surfaces PV et le nombre de modules entre les définitions, réattribuer des orientations existantes à de nouvelles, et visualiser les orientations orphelines pour les réattribuer.

La fenêtre de gestion des orientations peut être ouverte depuis la scène des ombrages en cliquant sur le menu **Outils** → **Gestion des orientations** ou en appuyant sur **Shift + Ctrl + O**.

L'onglet **Orientations** offre une vue d'ensemble de toutes les orientations actuellement définies dans le système ainsi que leurs configurations d'ombrage correspondantes.

Sur le côté gauche de la fenêtre, les orientations sont organisées dans une structure arborescente hiérarchique. Chaque orientation peut être développée pour afficher ses sous-ensembles et les champs 3D associés au niveau enfant.

#	Name	Type	Modules	Area	
1	Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 20.0°	Fixed Tilted Plane	Orientation		
	System sub-arrays (1)		30	48.8 m ²	System
	3D fields (1)		30	50.40 m ²	3D scene

Cela facilite la vérification de la cohérence entre le nombre de modules définis dans les sous-ensembles du système et ceux configurés dans la scène 3D.

Vous pouvez également ajouter ou supprimer des orientations, et déplacer facilement des champs entre les orientations grâce à la fonctionnalité de glisser-déposer.

Sélection et mise en évidence


Lorsque vous sélectionnez une ou plusieurs orientations dans l'arborescence, les champs correspondants sont aussi mis en évidence dans la scène d'ombrage, ce qui fournit une référence visuelle claire.

Si vous supprimez une orientation, les sous-ensembles et champs 3D qui lui sont associés deviennent *orphelins* et s'affichent dans la section droite de la fenêtre.


#	Name	Type	Modules	#	Name	Type
1	Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 20.0°	Fixed Tilted Plane				
	System sub-arrays (1)		30	1	Orphan system sub-ar...	
	3D fields (1)		30		Sub-array #1	
					Orphan 3D fields (1)	
				5	Champ (multi) rect... (Multi) Rec...	

Vous pouvez alors les **glisser-déposer** vers la gauche pour les réassigner à l'orientation appropriée.


Supprimer une orientation

Pour supprimer une orientation existante, sélectionnez-la et cliquez sur l'icône  correspondante. Cette action supprime uniquement l'orientation elle-même, **pas les sous-ensembles ni les champs 3D associés**. Les éléments associés apparaîtront comme *orphelins* et devront être réaffectés à une autre orientation via glisser-déposer.


Ajouter une nouvelle orientation

Pour ajouter une nouvelle orientation, cliquez sur le bouton  situé au-dessus de la liste. Cela ouvre la fenêtre d'édition d'orientation, où vous pouvez configurer les paramètres de la nouvelle orientation.



Modifier une orientation existante

Pour modifier une orientation existante, vous pouvez soit double-cliquer dessus, soit la sélectionner et cliquer sur le bouton d'édition  au-dessus de la liste. Cela ouvrira la fenêtre d'édition de l'orientation, où vous pourrez ajuster ses paramètres.

Copier une orientation







Pour copier une orientation existante, sélectionnez-la puis cliquez sur le bouton  de copie. Une **nouvelle orientation** sera créée avec les mêmes paramètres que celle sélectionnée. Notez cependant que **les champs 3D de l'orientation copiée ne sont pas dupliqués** : ils restent attachés à l'orientation originale.

Modifier l'ordre des orientations

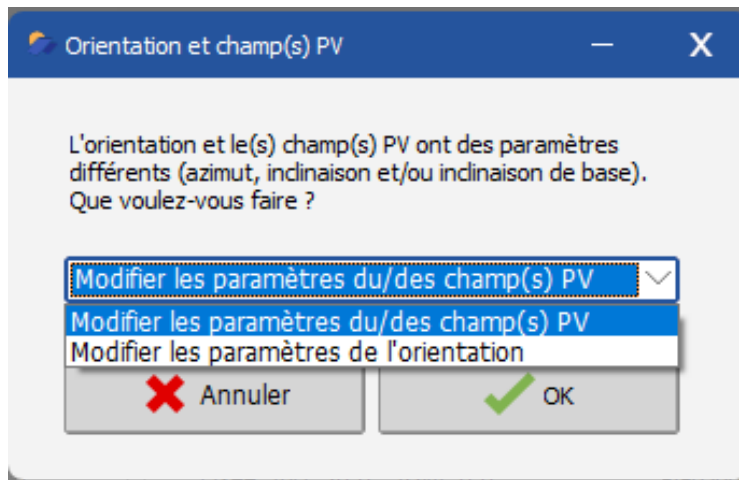
Si vous voulez qu'une orientation apparaisse avant ou après une autre dans la liste, vous pouvez la sélectionner puis utiliser les boutons de déplacement ( haut/  bas) pour modifier son ordre.

Assigner des champs à une orientation

Pour modifier l'attribution d'un champ déjà associé à une orientation existante, ou pour attribuer un champ orphelin à une nouvelle orientation, il suffit de **glisser-déposer le champ** vers l'orientation souhaitée :

#	Name	Type	Modules	Area	#
1	 Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 20.0°	Fixed Tilted Plane			
	 System sub-arrays (1)		30	48.8 m ²	
	 3D fields (1)		30	50.03 m ²	
	 (Multi) Rectangular field	(Multi) Rectangul...	30	50.0 m ²	
2	 Fixed, Tilt 25.0°, Azim. -70.0°	Fixed Tilted Plane			
3	 Fixed, Tilt 25.0°, Azim. 110.0°	Fixed Tilted Plane			

Si vous déplacez un champ vers une orientation dont les paramètres ne sont pas compatibles (et que l'orientation n'est pas définie comme *moyenne*), PVsyst vous demandera si vous voulez :



- **mettre à jour les propriétés du champ** (*azimut, inclinaison, pente de base*) pour correspondre à l'orientation, ou
- **définir l'orientation comme « moyenne »**, ce qui laissera les paramètres du champ inchangés mais considérera l'orientation comme une moyenne.

Vous pouvez également *déplacer l'ensemble des champs 3D* d'une orientation à une autre — ce qui laissera la première orientation vide — ou sélectionner plusieurs champs à la fois et les déplacer ensemble.

Analyse des orientations

La section *Analyse* de la fenêtre affiche la dispersion des orientations et des valeurs pour différents types de données, telles que les orientations des plans, la déviation autour de la moyenne, et l'azimut/l'inclinaison par rapport à la pente de base. Les valeurs moyennes sont également calculées et affichées dans le panneau d'analyse à droite.

10.4.5.8 Gestion du backtracking

Lorsque la stratégie de backtracking est activée dans PVsyst, un **même angle de backtracking** est appliqué à tous les suiveurs d'une orientation donnée. Cet angle est calculé à partir du **ratio largeur / espacement** d'un suiveur de référence, appelé **GCR de backtracking**.

Scènes créées directement dans PVsyst (rangées de suiveurs)

Lorsque la scène 3D est construite dans PVsyst, elle est généralement composée de **rangées de suiveurs**.

Dans ce cas :

- **L'espacement** est défini au niveau du champ.
- Il n'existe qu'une **seule valeur de GCR de backtracking**.
- Si plusieurs rangées sont présentes (avec des espacement ou largeurs différents), PVsyst sélectionne automatiquement **la rangée ayant le GCR le plus élevé**.

L'angle calculé à partir de ce GCR s'applique ensuite à tous les suiveurs, garantissant l'absence d'ombrages mutuels.

Scènes importées ou zones de suiveurs

Quand la scène provient d'un outil CAO ou lorsque l'outil « zone de table » est utilisé, les suiveurs apparaissent comme **tables indépendantes**, et non comme rangée.

Dans ce cas, PVsyst doit identifier manuellement une **paire de suiveur de référence**.

Cette gestion se fait via l'outil *Gestion du Backtracking* accessible depuis le menu **Outils** de l'éditeur 3D.

Sélection automatique des suiveurs de référence

La fenêtre dédiée affiche tous les suiveurs d'un même groupe d'orientation, triés selon leur pitch décroissant.

Par défaut :

- Le mode est réglé sur **Automatique**.
- Le GCR choisi est **le plus élevé détecté** dans la scène.

The screenshot shows the 'Gestion du backtracking' window. It includes a 'Comportements spéciaux' section with 'Backtracking' checked and 'Mode : Automatique'. A 'Groupe d'orientations' dropdown is set to 'Tracking horizontal axis, Azim. -8.0°'. The 'Paramètres de référence' section has 'Automatique' checked. A table lists field data with columns for selection, ID, name, minimum spacing, GCR, number of neighbors, and altitude. The 'Automatique' checkbox is highlighted with a red box.

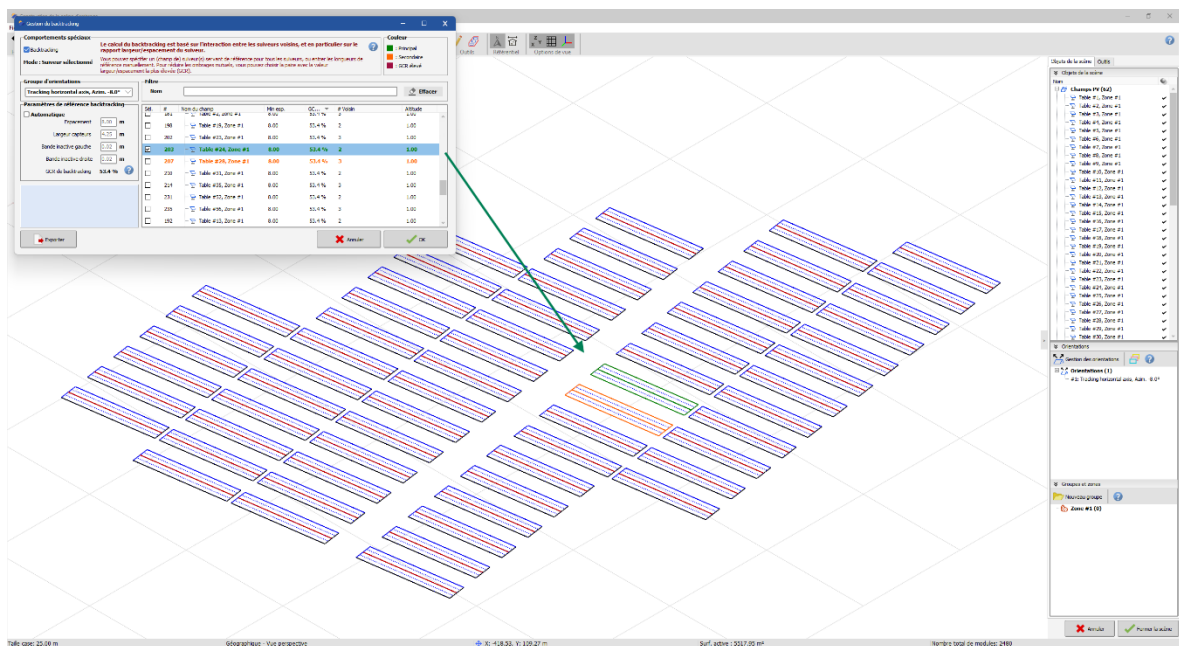
Sél.	#	Nom du champ	Min esp.	GC...	# Voisin	Altitude
<input type="checkbox"/>	201	Table #22, Zone #1	8.00	53.4 %	2	1.00
<input type="checkbox"/>	205	Table #26, Zone #1	8.00	53.4 %	3	1.00
<input type="checkbox"/>	208	Table #29, Zone #1	8.00	53.4 %	2	1.00
<input type="checkbox"/>	212	Table #33, Zone #1	8.00	53.4 %	3	1.00
<input type="checkbox"/>	190	Table #11, Zone #1	8.00	53.4 %	2	1.00
<input type="checkbox"/>	193	Table #14, Zone #1	8.00	53.4 %	3	1.00
<input type="checkbox"/>	196	Table #17, Zone #1	8.00	53.4 %	2	1.00
<input type="checkbox"/>	200	Table #21, Zone #1	8.00	53.4 %	3	1.00
<input type="checkbox"/>	236	Table #57, Zone #1	8.00	53.4 %	2	1.00
<input type="checkbox"/>	240	Table #61, Zone #1	8.00	53.4 %	3	1.00

Sélection manuelle

Le mode automatique peut être désactivé pour choisir un autre suiveur de référence.

Lorsque vous sélectionnez un GCR plus faible :

- Les suiveurs ayant un GCR supérieur passent **en rouge**.
- PVsyst affiche un **avertissement** : ces suiveurs risquent de subir des ombrages.
- Le suiveur choisi est mis en surbrillance dans la scène pour validation visuelle.



Saisie manuelle

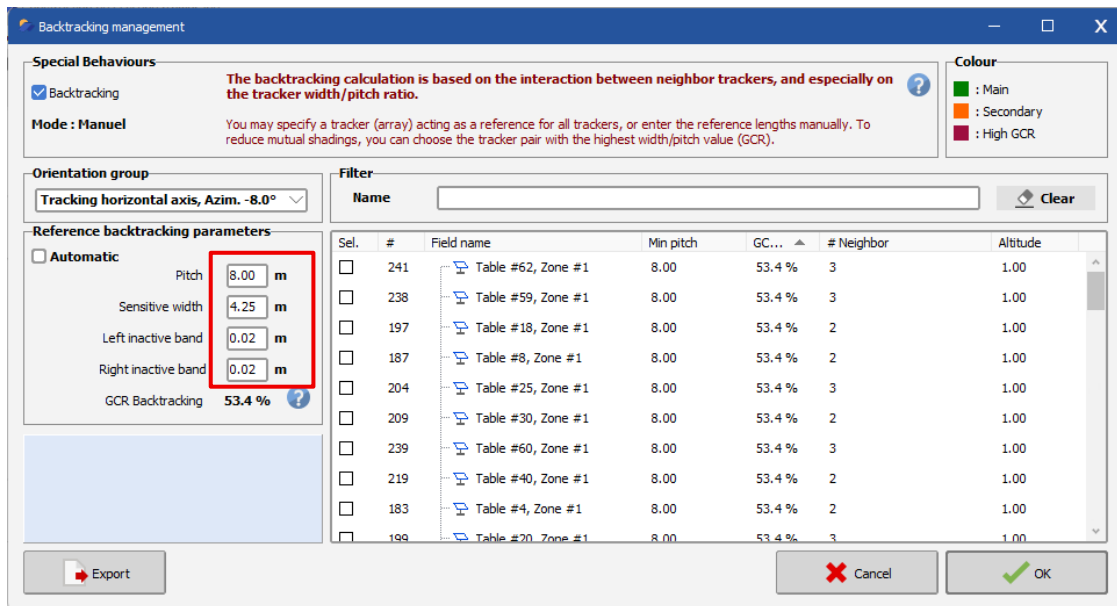
En désélectionnant la paire de suiveur de référence, il devient possible de définir des valeurs personnalisées. Vous pouvez ainsi renseigner un espacement, une largeur ou des bandes inactives spécifiques.

Ces paramètres servent **uniquement** au calcul de l'angle de backtracking et **n'altèrent pas** la scène 3D.

Dans les cas courants, il est recommandé de ne modifier que l'espacement. Pour des besoins plus avancés, ces paramètres permettent de reproduire certains comportements :

- Réduire la largeur de la table (par exemple la diviser par deux) permet de simuler un fonctionnement en *half-backtracking*.
- Définir des bandes inactives d'un côté ou de l'autre du suiveur de référence induit des comportements différents entre le matin et l'après-midi, ce qui peut être utile sur un terrain incliné.

Toute définition personnalisée doit être validée en lançant une animation d'ombrage dans la scène 3D. N'oubliez pas d'activer la simulation des ombrages si certains suiveurs sont susceptibles d'être ombragés.



10.4.5.9 Désactiver la Vérification d'Interprétation du Champ :

Parfois, des objets touchent les surfaces PV dans la scène, malgré un espacement minimal, comme un toit et un module PV. PVsyst signale cela comme une erreur d'interpénétration 3D, que l'on peut ignorer en désactivant ce paramètre. Utilisez cette option avec précaution, car les calculs d'ombrage peuvent être affectés.

10.4.5.10 Utiliser des Calculs d'Ombrage Partiels :

Dans les grands projets, il peut être utile de limiter le calcul des ombres à une partie restreinte du système. PVsyst propose une fonctionnalité permettant d'effectuer les calculs d'ombrage uniquement sur un **sous-ensemble précis** des tables PV.

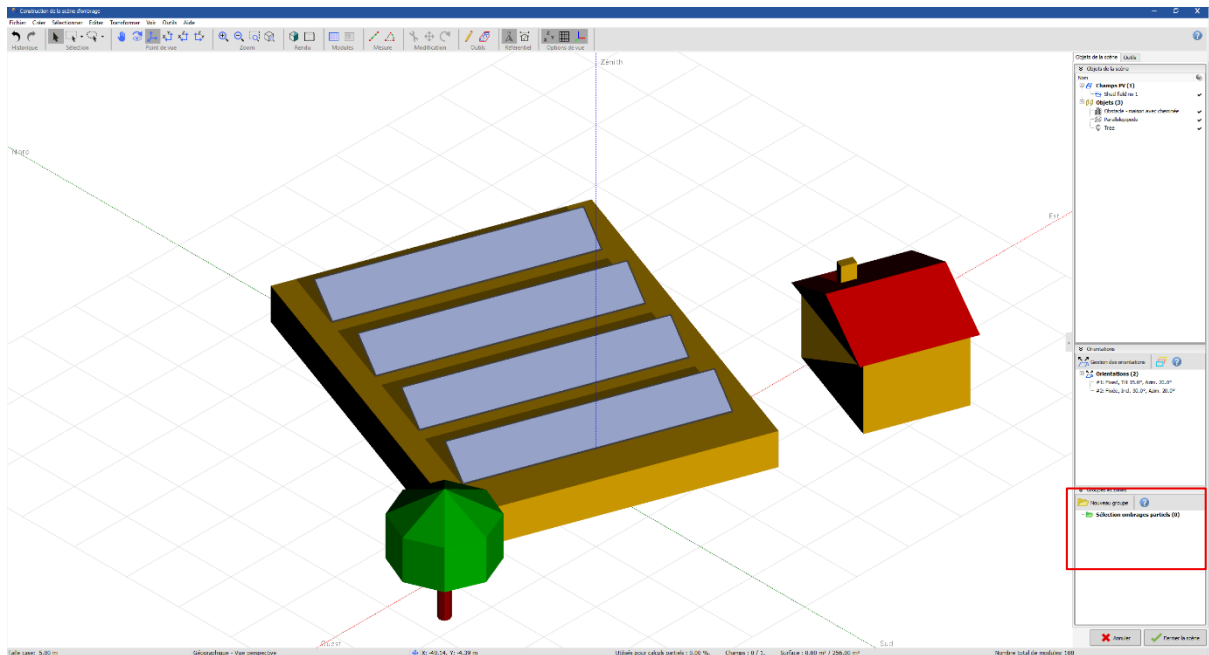
Cette approche est pertinente lorsque la scène complète est trop longue à simuler ou lorsqu'on souhaite analyser une zone particulière présentant des spécificités de conception.

Dans PVsyst, cette fonction s'appelle **utiliser des calculs d'Ombrage Partiels** — à ne pas confondre avec l'“ombrage partiel” qui désigne une ombre affectant seulement une partie d'un champ PV.

Les **facteurs d'ombre** obtenus à partir de ce calcul partiel seront ensuite **extrapolés** et appliqués à l'ensemble du système photovoltaïque.

Pour **activer** cette option, il faut se rendre dans : **Utiliser des calculs d'Ombrage Partiels**

Une fois activée, un groupe nommé **Sélection ombrages partiels** apparaît dans le panneau « Groupes et zones » à droite.

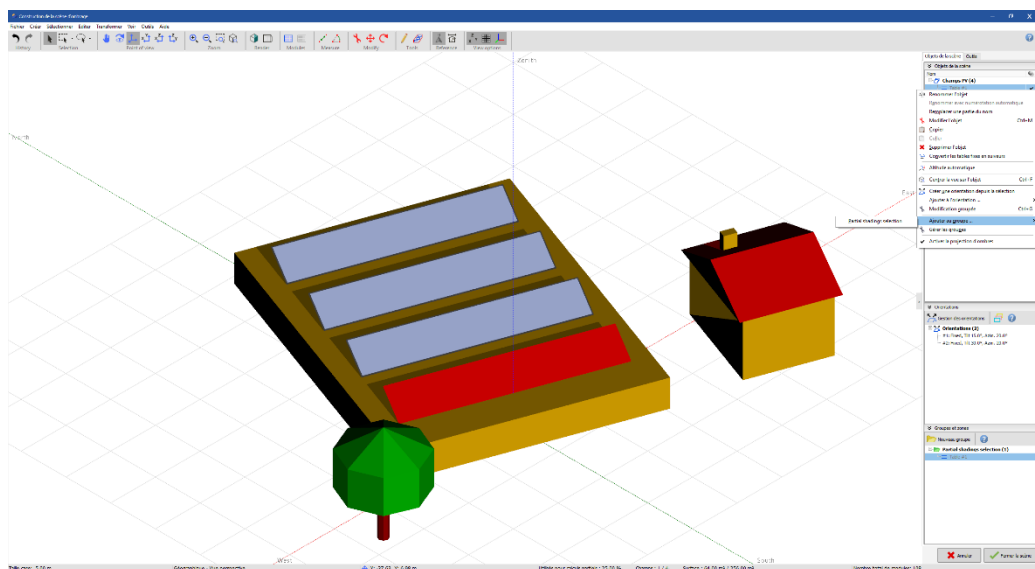


Deux méthodes permettent d'ajouter des tables à ce groupe :

1. **Clic droit** sur le dossier du groupe pour afficher toutes les tables PV de la scène, puis sélectionner celles que l'on souhaite inclure.
2. Sélectionner directement des modules PV dans la scène (sélection rectangulaire ou lasso), puis dans « Objets de la scène », faire **clic droit** → **Ajouter au groupe** → **Sélection ombrages partiels**.

Ce groupe fonctionne comme les groupes d'objets standard, à la différence qu'il ne peut contenir que des champs PV.

Les autres objets pouvant projeter des ombres (arbres, bâtiments, obstacles) restent pris en compte s'ils sont configurés en mode « projection d'ombre active ».



Limitation importante

Le mode **Calepinage** (calcul des ombrages au niveau module) est incompatible avec le mode de calcul d'ombrage partiel.

Si vous utilisez « **Calepinage** », cette option ne peut pas être activée.

10.4.6 Menu Principal

Ce chapitre explique le menu principal visible dans la fenêtre de la scène 3D.



Historique : Les actions telles que la création, la sélection ou la modification d'objets sont enregistrées, permettant d'annuler/rétablir.

- **Annuler** : Ctrl+Z
- **Rétablir** : Ctrl+Y

Sélection :

- **Sélection par défaut** : Appuyez sur Échap pour désélectionner un objet.
- Cliquez sur n'importe quel objet pour le sélectionner ; cliquez sur les arêtes en vue technique pour sélectionner un objet.
- **Sélection par rectangle** : Shift+Ctrl+R
 - Cliquez et faites glisser pour dessiner un rectangle de sélection.
 - Vous pouvez spécifier si vous souhaitez sélectionner tous les objets touchant le rectangle, ou seulement ceux à l'intérieur.
- **Sélection par lasso** : Ctrl+L
 - Cliquez et faites glisser pour dessiner une zone de sélection.
 - Vous pouvez spécifier si vous souhaitez sélectionner tous les objets touchant la zone, ou seulement ceux à l'intérieur.
- Ajouter à la sélection : Maintenez **Shift** enfoncé.
- Retirer de la sélection : Maintenez **Ctrl** enfoncé.
- Tout sélectionner : **Ctrl+A**

Point de vue

Déplacer la vue : Cliquez et faites glisser pour déplacer le point de vue.

Faire pivoter la caméra : Cliquez et faites glisser pour pivoter autour de la cible actuelle.

Vue en perspective : F2

Vue de dessus : F3

Vue de face : F4

Vue latérale : F5

Vue du soleil : F6 - Aligne la vue sur la position actuelle du soleil ; ajustez dans l'outil «Tool» à droite

Zoom Options

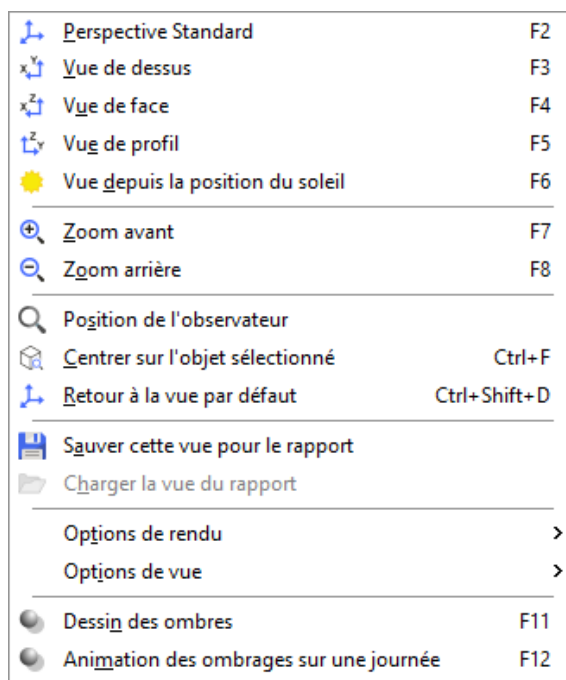
Zoom avant : F7

Zoom arrière : F8

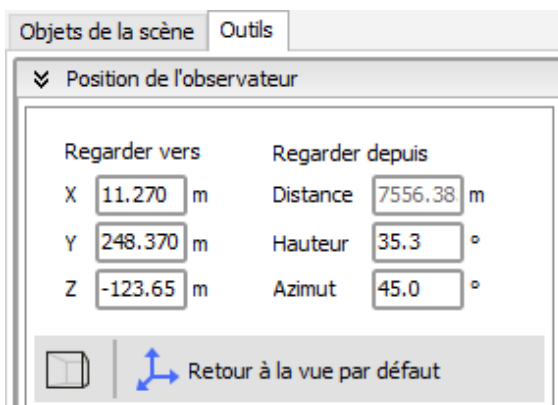
Zoom par rectangle : Cliquez et faites glisser pour définir la zone de visualisation.

Ajuster le zoom : Ctrl+F - Zoom pour voir tous les objets sélectionnés.

Tous ces outils sont également accessibles dans le menu **Voir**.



Outils supplémentaires



Position de l'observateur : Ouvre l'onglet «outils» à droite, permettant un point de vue précis pour l'observateur.

Centrer sur l'objet sélectionné

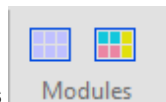
Retour à la vue par défaut : Réinitialise la position de l'observateur vers la position par défaut, en regardant vers l'origine de la scène (X=0 ; Y=0 ; Z=0).

Options de rendu

Vue technique / Vue réaliste :

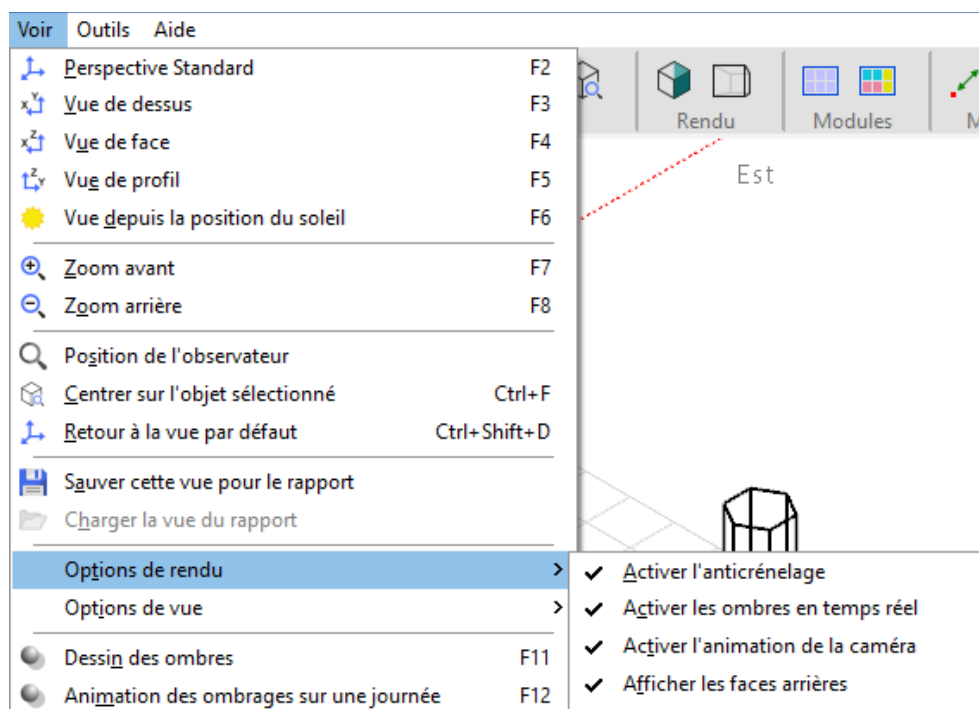
- Vue technique :
 - Affiche les objets en fil de fer ; sélectionnables uniquement par les arêtes. Les couleurs sont définies en fonction du type d'objet et de l'état de sélection, sans éclairage ou ombres en temps réel.
- Vue réaliste :

- Les objets apparaissent plus réalistes ; sélectionnables sur toute partie visible. Les couleurs sont personnalisables pour chaque objet, avec éclairage en temps réel.
- **Projection perspective / orthogonale**
 - Projection orthogonale : C'est la vue par défaut, recommandée lors de la construction de la scène.
 - Projection en perspective : Fournit une vue plus réaliste de la scène, utile pour créer des vidéos d'ombre ou des rapports.



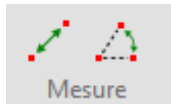
Chaînes de modules **Modules** : Affiche les chaînes de modules définies dans la disposition des modules.

Autres options de rendu



Dans le menu "Vue / Options de rendu", vous pouvez activer/désactiver les éléments suivants :

- **Activer l'anticrénelage** : Adoucit les arêtes des objets. La disponibilité peut dépendre de votre matériel et peut réduire les performances.
- **Activer les ombres en temps réel** : Permet de visualiser les ombres en temps réel. L'activation de cette option peut réduire les performances.
- **Activer l'animation de la caméra** : Anime la transition lors du changement de vue. L'activation de cette option peut légèrement réduire les performances.
- **Afficher les faces arrière** : Affiche ou masque les faces arrière des objets, c'est-à-dire celles qui ne sont pas orientées vers le point de vue. Les masquer augmente les performances.



Mesure

Mesurer une distance : Ctrl+L - Cliquez pour définir le point de départ, puis cliquez de nouveau pour définir le point d'arrivée. Maintenez Ctrl pour s'aligner sur un sommet de l'objet.

Mesurer un angle : Ctrl+K - Cliquez pour définir le sommet, puis les points n°1 et n°2. Maintenez Ctrl pour s'aligner sur un sommet de l'objet.



Modification

Modifier les objets : Ctrl+M

Déplacer les objets : Ctrl+B

Faire pivoter les objets : Ctrl+R








Faire pivoter toute la scène : Ctrl+Alt+R

Outil supplémentaire :



Dessin : Dessiner des objets avec la souris

L'outil de dessin à main levée vous permet de créer des objets directement dans la scène en utilisant la souris. Cet outil permet actuellement de dessiner les objets suivants :

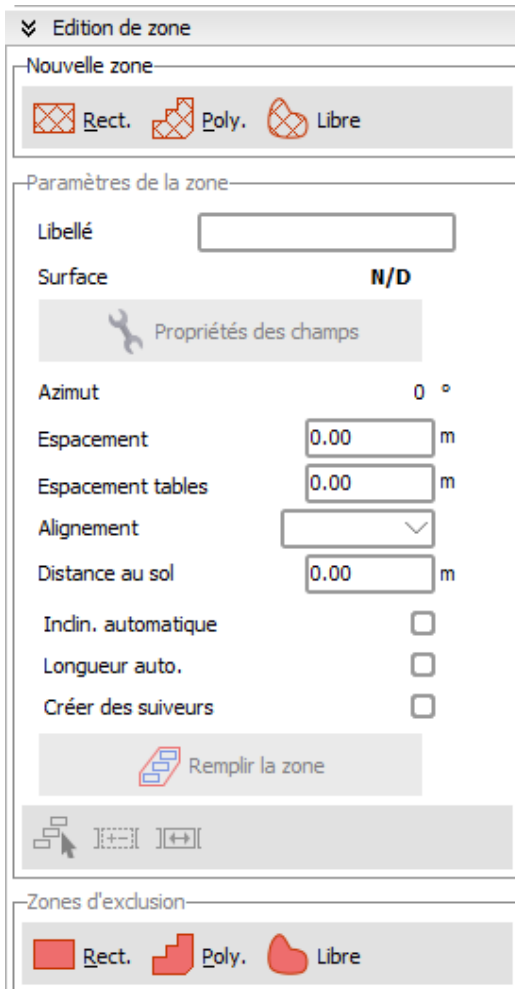
 T riangle	• Triangle
 P arallélèpipède	• Parallélèpipède
 M aison + toit à 2 pans	• Maison
 A rbre	• Arbre
 C âble	• Câble
 P olygon extrudé	• Polygone extrudé (en définissant le contour 2D et la hauteur)
 T able PV simple	• Table PV rectangulaire


Pour commencer, cliquez sur le bouton pour ouvrir le menu de sélection d'objets et choisissez le type d'objet souhaité. Suivez ensuite les instructions dans l'info-bulle pour chaque objet.




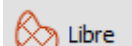
Zones de champ : Dans la scène d'ombrage, vous pouvez définir des zones qui seront remplies avec des tables photovoltaïques. Ces zones sont définies sur le plan X-Y, comme tracées au sol, avec des tables placées dynamiquement dans la scène. Les tables sont positionnées en fonction des objets sur lesquels elles reposent ; ainsi, si une zone est dessinée sur un toit, les tables seront positionnées à la bonne altitude. Cela s'applique également aux zones sur des topographies. Vous pouvez spécifier si vous souhaitez que les tables s'inclinent automatiquement en fonction de l'objet sur lequel elles se trouvent.

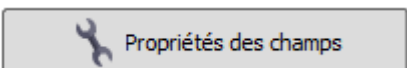
Création de zones : Pour créer ou modifier des zones, cliquez sur l'outil Zone, puis trouvez la section "Édition de zones" sur le côté droit de la fenêtre.



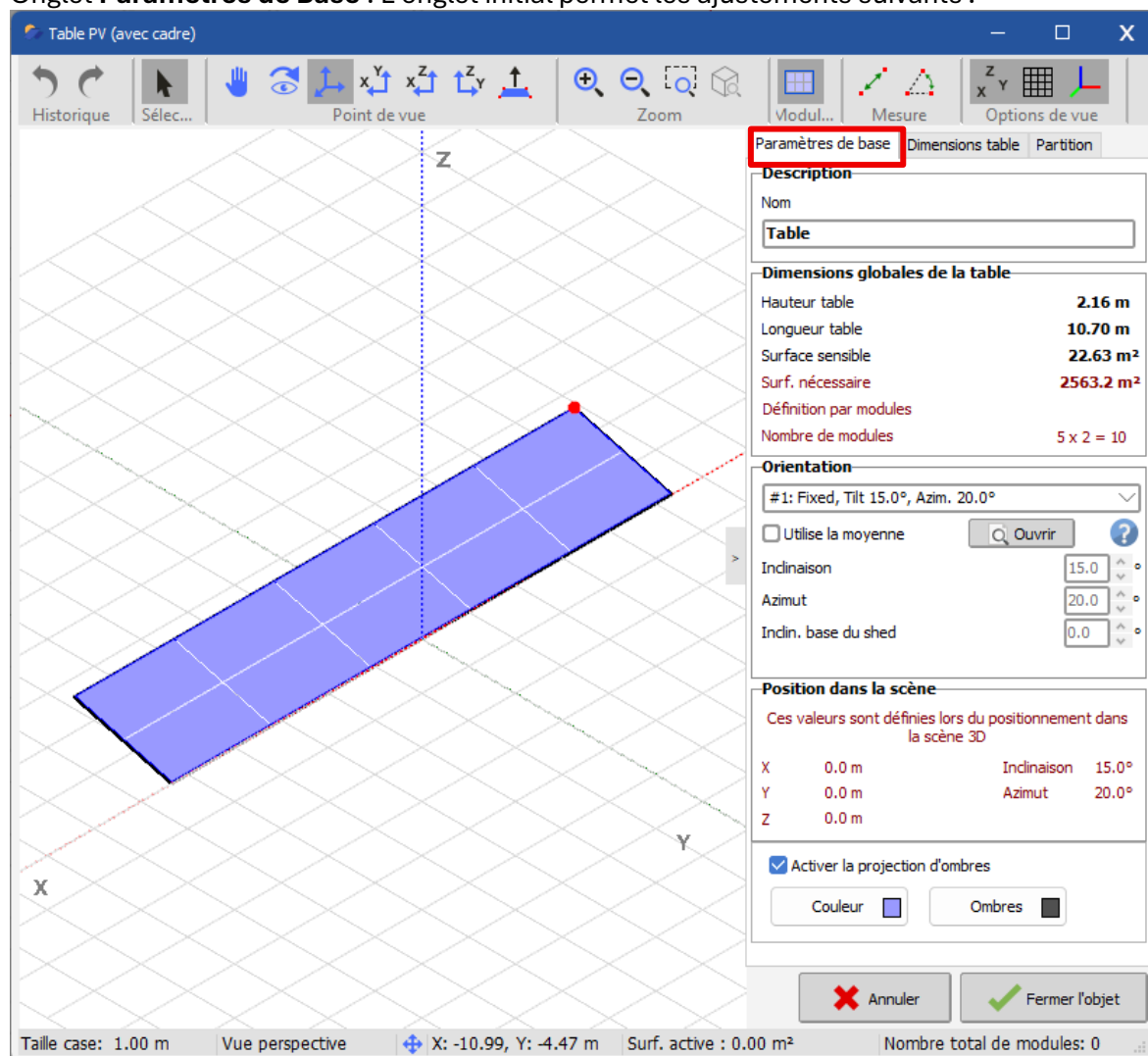
Le bouton  pour créer une zone rectangulaire vous permet de définir les coins supérieurs gauche et inférieur droit du rectangle dans la scène.

Le bouton  pour créer une zone polygonale vous permet de définir de nouveaux points en cliquant avec le bouton gauche dans la scène. Pour terminer la définition de la zone, faites un clic droit.

Le bouton  pour dessiner une zone libre vous permet de cliquer et de faire glisser la souris. Faites un clic droit pour terminer la définition de la zone.

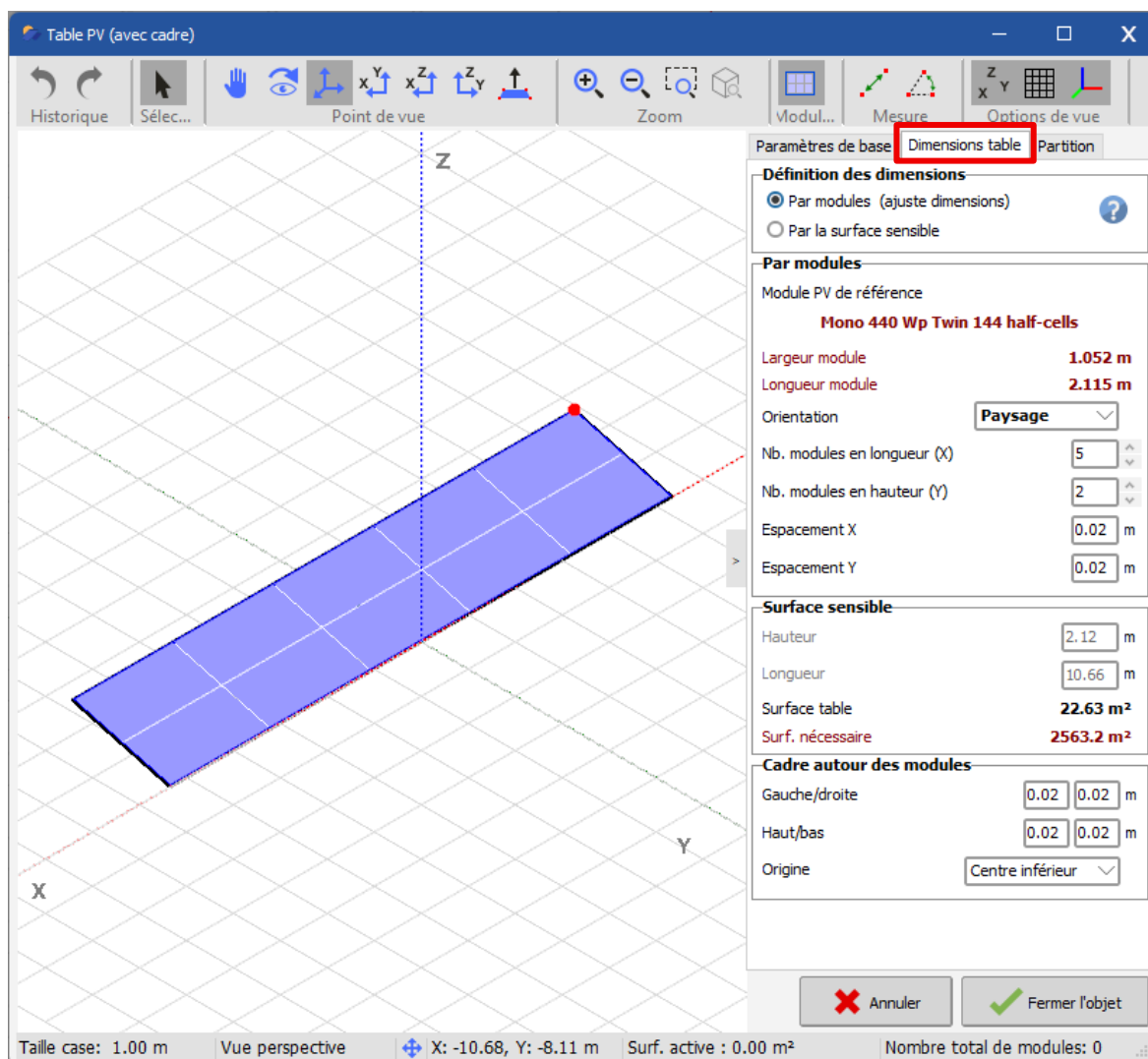
Ce bouton  ouvre la boîte de dialogue d'édition du champ de tables pour définir les paramètres des tables générées dans la zone.

Onglet **Paramètres de Base** : L'onglet initial permet les ajustements suivants :



- **Description:** Définit un label personnalisé pour la zone.
- **Dimensions globales de la table:** Résume les dimensions de la table.
- **Orientation:** Permet de choisir l'orientation pour la génération de la table.

Onglet **Dimensions table** : L'onglet Dimensions table comprend une section dédiée aux modules photovoltaïques. Lors de la configuration d'un champ, spécifiez le module PV associé. Une table ne peut contenir que des modules PV de la même taille.



Définition des dimensions:

- **Par Modules** : Cette option recommandée définit une zone exactement adaptée au nombre de modules souhaité, avec un espacement spécifique.
- **Par la surface sensible** : Permet de spécifier la taille de la table PV souhaitée sans contraintes initiales. Plus tard, récupérez la taille exacte pour vos modules en sélectionnant « Par Modules ».

Les deux options peuvent être ajustées en déplaçant les points rouges avec la souris, les modules remplissant l'espace disponible à mesure que les dimensions sont modifiées.

Par modules

Module PV de référence
Mono 300 Wp 60 cells

Largeur module **0.992 m**
Longueur module **1.640 m**

Orientation **Paysage** ▾

Nb. modules en longueur (X) ▲ ▾

Nb. modules en hauteur (Y) ▲ ▾

Espacement X m

Espacement Y m

La section « par modules » affiche des informations concernant le module PV choisi dans la définition du système.

Elle permet de sélectionner l'orientation du module en « Paysage » ou « Portrait ».

Elle vous permet également de définir le nombre de modules que la table PV contiendra, ainsi que leur espacement.

Après avoir terminé cette configuration, revenez à la section de **modification de zone** :

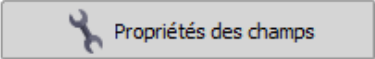
Nouvelle zone

Rect. Poly. Libre

Paramètres de la zone

Libellé

Surface **32.81 m²**

 Propriétés des champs

Azimut °

Espacement m

Espacement tables m

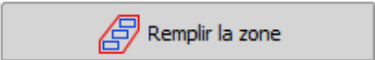
Alignement **Centré** ▾


Distance au sol m

Inclin. automatique

Longueur auto.

Créer des suiveurs

 Remplir la zone



Zones d'exclusion

Rect. Poly. Libre

Espacement: Distance entre les bases des tables dans les rangées consécutives.

Espacement tables: Distance entre les tables consécutives dans la même rangée.

Alignement: Définit l'alignement des tables dans chaque rangée de la zone définie.

Distance au sol: Définit la hauteur des plans PV par rapport au sol.

Incline. automatique: L'activation de cette option annule le paramètre d'inclinaison, permettant aux tables d'adopter l'inclinaison de la surface sur laquelle elles se trouvent.

Longueur automatique: L'activation de cette option annule le paramètre de longueur, en étendant une table unique dans chaque rangée pour s'adapter à la zone.

Créer des suiveurs: Lorsqu'elle est activée, remplit la zone avec des suiveurs.

Le bouton  «Remplir la zone» calcule l'espace requis pour les tables PV en fonction des paramètres spécifiés.



Après le positionnement des tables, les boutons suivants permettent d'autres modifications :



Sélectionner toutes les tables.

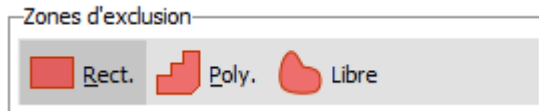


Ajouter ou retirer des tables.



Déplacer les tables le long de leur axe.

Zone d'exclusion : Enfin, il est possible de définir des zones d'exclusion où des tables ne seront



pas ajoutées.

Ces zones peuvent être dessinées

comme décrit précédemment.

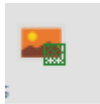


Image de sol: Si une image avait été importé, il vous est possible de revenir à la section permettant le réglage de l'échelle de l'image et des ajustements de l'opacité.

Image du sol

ground-6893C8A941C2464FA653223A966BB06E

Échelle de l'image

X1 - Origine

X / Ouest m

Y / Sud m

X2 - 2ème point sur l'axe

X / Ouest m

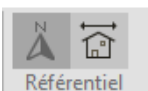
Y / Sud m

Autres paramètres

Distance X1 -> X2 m

Largeur de l'image m

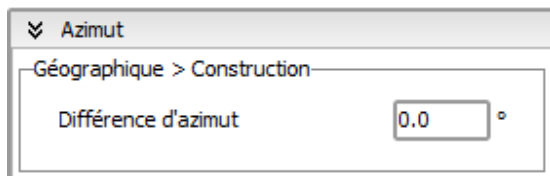
Opacité



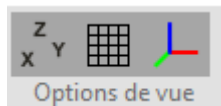
Référentiel

Référence géographique/bâtiment :

Pour simplifier la construction de systèmes complexes, vous pouvez utiliser un cadre de référence associé au bâtiment. Ce cadre aligne les coordonnées (X, Y, Z) avec le plan architectural. Il permet également de faire pivoter la scène en fonction des coordonnées géographiques. Vous avez la possibilité de changer de système de coordonnées grâce aux boutons spécifiques sur la barre d'outils de l'éditeur 3D. La section de référence pour la construction comprend :



Cet outil modifie l'azimut de toute la scène.

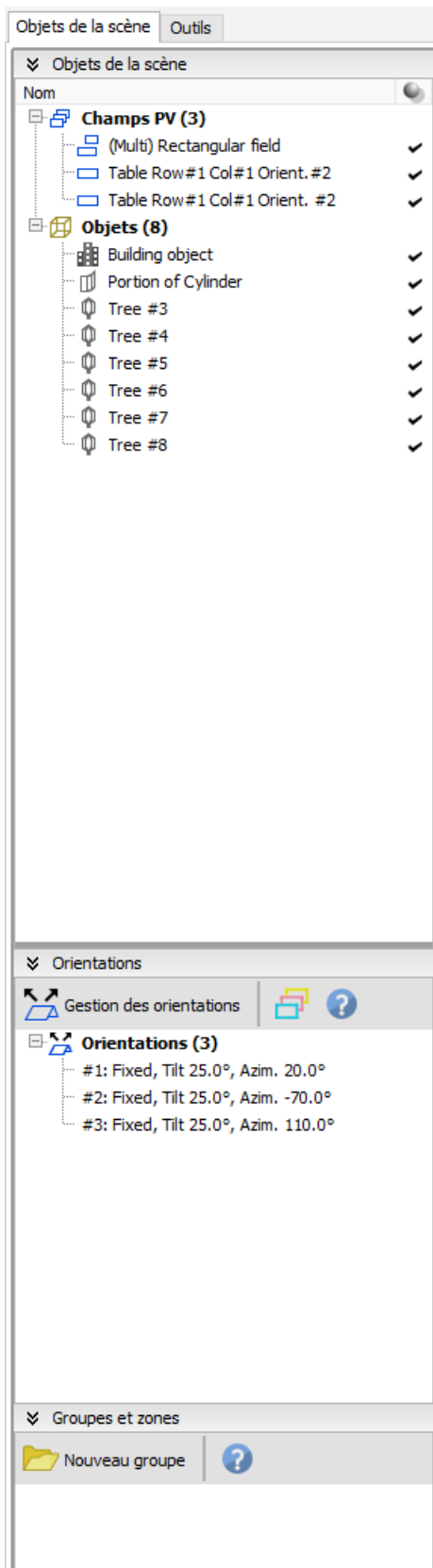


Orientations de Référence Globales

Le système de référence global pour la scène d'ombrage s'aligne avec les points cardinaux :

Hémisphère Nord : la direction X est à l'ouest, la direction Y est au sud, et Z pointe vers le haut (zénith). Les azimuts des champs PV sont définis par rapport au sud (OY) et sont orientés positivement dans le sens horaire vers l'ouest.

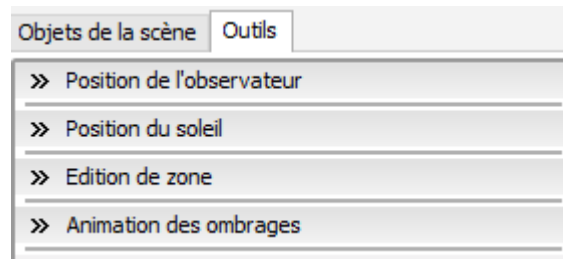
Hémisphère Sud : X pointe vers l'est, Y vers le nord. Les azimuts sont mesurés à partir du nord (OY) et orientés positivement dans le sens antihoraire vers l'ouest.



Dans la fenêtre de la scène 3D, la section de droite contient deux onglets :

Objets de la scène : Voir les objets de scène, les orientations existantes, et les groupes créés, permettant la sélection de zones.

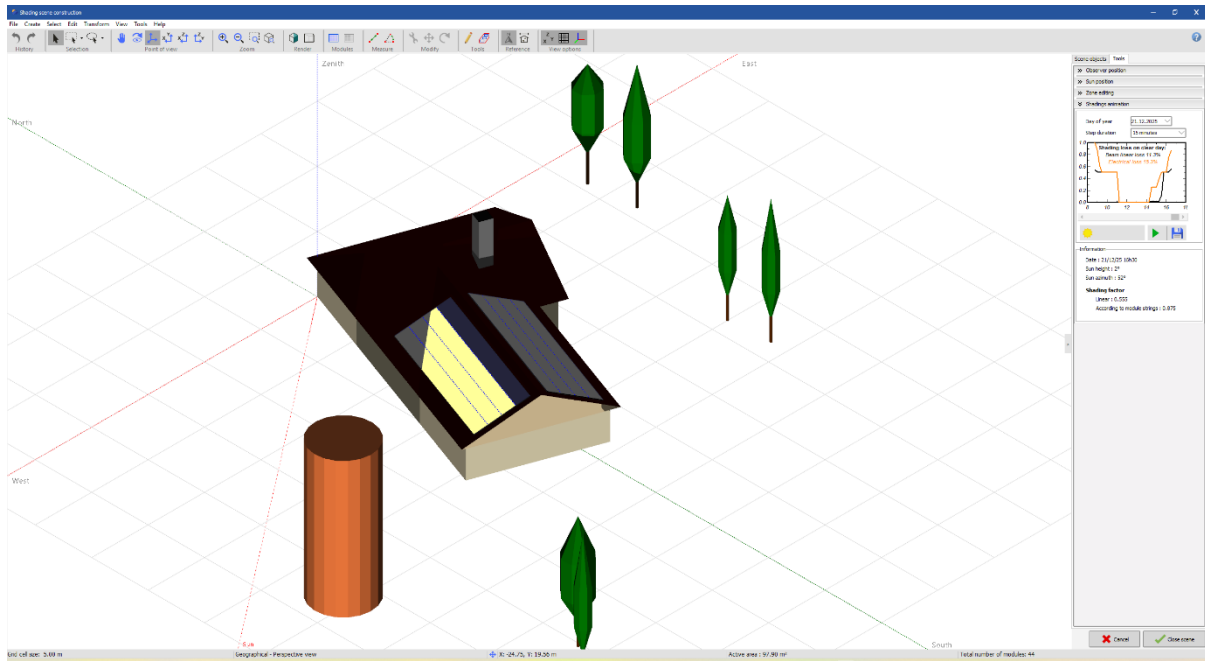
Outils: Accéder à divers outils mentionnés précédemment.



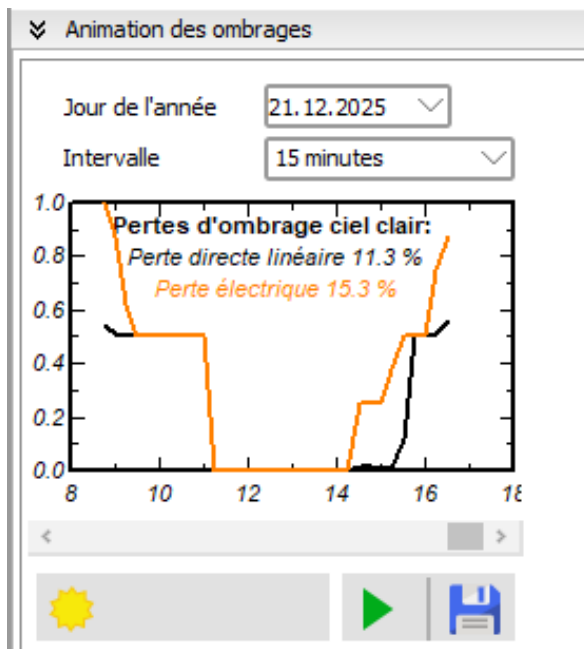
Animation des ombrages :


Cet outil affiche l'animation des ombres dans la scène pour une date donnée. Par défaut, il est réglé sur le 21 décembre, jour de la hauteur solaire la plus basse dans l'hémisphère nord. L'intervalle peut être ajusté pour un résultat d'ombre plus précis.


Cliquer sur cette icône  démarre l'animation des ombres.



Par exemple, l'ombrage linéaire sur les surfaces des modules photovoltaïques le 21 décembre est de 11,3 %.



L'icône du soleil  verrouille la vue sur la position du soleil, et la barre de défilement horizontale vous permet de naviguer à travers les heures de la journée, ajustant simultanément la position du soleil. L'icône d'enregistrement

 permet de créer une vidéo de l'animation qui peut être sauvegardée.

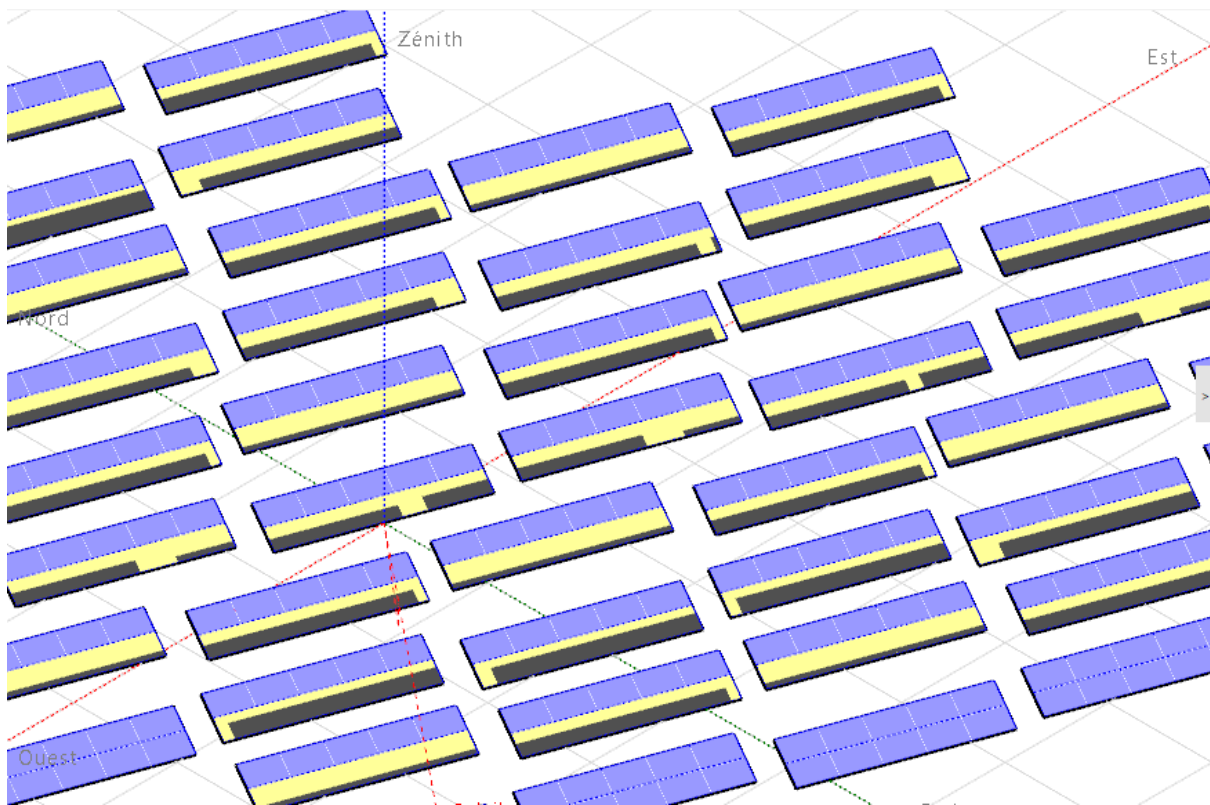
10.5 Partition en chaînes de modules

Définition générale

Le modèle de partition pour les ombrages électriques est une approximation qui permet de calculer les pertes dues aux ombrages électriques plus rapidement qu'avec le mode détaillé "selon calepinage". Cette approche fonctionne particulièrement bien dans les systèmes réguliers organisés en rangées.

Le modèle de partition repose sur le constat qu'un seul point d'ombrage sur une cellule photovoltaïque peut causer des pertes significatives, souvent au point de désactiver une chaîne entière de modules.

Dans chaque table PV de la scène 3D, on définit des rectangles appelés partitions, chacun représentant une zone pouvant être affectée par un ombrage individuel. Lorsqu'une partition est suffisamment ombragée, elle est considérée comme inactive pour la composante d'irradiance directe. Dans les animations 3D, ces partitions électriquement ombragées apparaissent en jaune.



La perte électrique due à la composante directe est alors calculée en comparant la surface électriquement ombragée (les partitions jaunes) et les surfaces ombragées de manière linéaire, affichées en gris.

Le modèle de partition, également appelé "selon chaînes de modules" dans PVsyst, est la méthode originale pour calculer les effets électriques des ombrages partiels.

Utilisation dans la simulation

- Sans ombrages
- Ombrages linéaires
- Selon chaînes de modules
- Calcul électrique détaillé (selon calepinage)

Procédure

Dans la scène 3D, ouvrir la fenêtre d'une table PV en double cliquant dessus, vous devez définir le "Partitionnement" pour chaque table PV ou ensemble de modules de la scène.

Définitions de quatre partitions en hauteur

Calcul des ombres électriques
Divisez la surface PV en partitions rectangulaires. Chaque rectangle sera affecté indépendamment par un ombrage partiel.

Définir la partition

Nombre de partitions

Nb. de rectangles en hauteur (Y) : 4

Nb. de rectangles en largeur (X) : 1

Taille des partitions

Hauteur des rectangles : 1.06 m

Longueur des rectangles : 11.77 m

soit environ 6 modules par rectangle

Appliquer la partition à :

Supprime toutes les partitions

La sélection de tables

Toutes tables de même dimension

Toutes tables de la scène

Toutes les tables dans la même orientation

Appliquer

Partitions totalement définies

Annuler Fermer l'objet

Taille case: 1.00 m Vue perspective X: -10.97, Y: -9.03 m Surf. active : 97.90 m² Nombre total de modules: 44

Sous l'onglet « Partition » on peut définir :

Le nombre de divisions en hauteur et en largeur :

Paramètres de base Dimensions table Partition

Calcul des ombres électriques
 Divisez la surface PV en partitions rectangulaires.
 Chaque rectangle sera affecté indépendamment par un ombrage partiel.

Définir la partition ?

Nombre de partitions

Nb. de rectangles en hauteur (Y) 4

Nb. de rectangles en largeur (X) 1

Taille des partitions

Hauteur des rectangles 1.06 m

Longueur des rectangles 11.77 m

soit environ 6 modules par rectangle

Appliquer la partition à :

	État
<input type="radio"/> Supprime toutes les partitions	
<input type="radio"/> La sélection de tables	<input type="checkbox"/>
<input type="radio"/> Toutes tables de même dimension	<input type="checkbox"/>
<input type="radio"/> Toutes tables de la scène	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="radio"/> Toutes les tables dans la même orientation	<input type="checkbox"/>

Partitions totalement définies

Si la scène comporte plusieurs tables PV ou ensembles de modules, vous avez la possibilité de transférer cette définition de taille de partition à toutes les autres tables/ensembles PV.

- **Supprime toutes les partitions** permet de supprimer les définitions ; le calcul électrique n'est plus possible.
- **La sélection des tables** si vous avez défini une sélection multiple dans la scène 3D globale, vous pouvez appliquer cette partition à toutes les tables sélectionnées
- **Toutes tables de même dimensions** la partition peut être spécifique à un ensemble de tables identiques
- **Toutes les tables de la scène** définissent toutes les tables comme "Partition définie"
- **Toutes les tables dans la même orientation** permettent d'appliquer le choix de la partition pour les tables qui sont orientées de la même manière

Une fois ces définitions complétées, dans la fenêtre générale "Ombrages proches", vous pouvez sélectionner "Utiliser dans la simulation > Selon les chaînes de modules" et définir la "Fraction pour l'effet électrique".

Fraction de l'effet électrique

Définition d'ombrages proches

Scène 3D d'ombrages proches

Description My_villa_in_Geneva

Construction / Perspective

Importer

Exporter

Compatibilité entre les paramètres système et les définitions des ombrages

Orientation #1: Fixed, Tilt 25.0°, Azim. -70.0°

Système PV Scène 3D

Nombre de sous-champs 1 1 Tables 3D associées

Modules PV / surface des tables 48.9 m² 48.9 m² Taille des modules PV 2.12 x 1.05 m

Nombre de modules PV 22 22

Facteurs d'ombrage

Tableau

Graphique

Utilisation dans la simulation

Sans ombrages

Ombrages linéaires

Selon chaînes de modules

Calcul électrique détaillé (selon calepinage)

Mode de calcul

Rapide (table)

Lent (simul.)

Fraction pour effet électrique 100.0 %

Résumé du système

Imprimer

Annuler

OK

Lors de la simulation, PVsyst peut réduire les pertes électriques dues aux ombrages dans le modèle de partition à l'aide d'un facteur appelé « Fraction pour effet électrique », qui peut être défini dans la scène 3D.

Par défaut, ce facteur est fixé à 100 %, ce qui signifie que le modèle de partition est appliqué intégralement. Toutefois, pour obtenir une évaluation plus réaliste des pertes électriques dues aux ombrages, il est possible d'utiliser l'outil « Calepinage », qui permet :

- De positionner précisément chaque module sur le plan géométrique.
- D'identifier chaque chaîne électrique dans l'installation.

Cet outil, couplé au calcul des ombrages, évalue la courbe I/V réelle de l'ensemble du champ PV (pour une entrée MPPT donnée) et fournit une estimation réaliste des pertes dues au mismatch électrique.

En comparant les pertes électriques calculées par l'option « Calepinage » et celles obtenues par l'approche approximative « selon les chaînes de modules », vous pouvez déterminer la « Fraction pour effet électrique » à appliquer pour aligner les résultats avec le calcul du « Calepinage »

Par exemple, si l'option « selon les chaînes de modules » indique 4 % de pertes électriques et que le calcul avec le « Calepinage » donne 3 %, alors la « Fraction de l'effet électrique » sera de

75 %, le calcul est $\frac{3\%}{4\%} \cdot 100 = 75\%$.

Règles de partitionnement – Guide pratique

Lors de la modélisation des ombrages électriques dans PVsyst, le partitionnement permet de représenter correctement les effets de mismatch entre modules partiellement ombragés.

L'objectif est simple :

- regrouper dans une même partition les modules qui reçoivent le même ombrage et fonctionnent donc dans des conditions similaires.

Pour simplifier, nous décrivons les configurations de strings à l'aide d'une notation standardisée.

1. Comment décrire une configuration ?

Nous utilisons la forme suivante :

x – Orientation – (optionnel U)

x = Nombre de rangées en hauteur

Il correspond au nombre de rangées occupées par les strings connectés à un même MPPT.

Si tous les modules d'un string sont sur une seule rangée $\rightarrow x = 1$

Si un string est réparti sur 2 rangées $\rightarrow x = 2$

Par défaut, on suppose toujours 1 rangée.

Orientation des modules

Code	Signification
L	Modules en paysage (Landscape)
P	Modules standards en portrait
T	Modules half-cut en portrait

Option U (câblage en U)

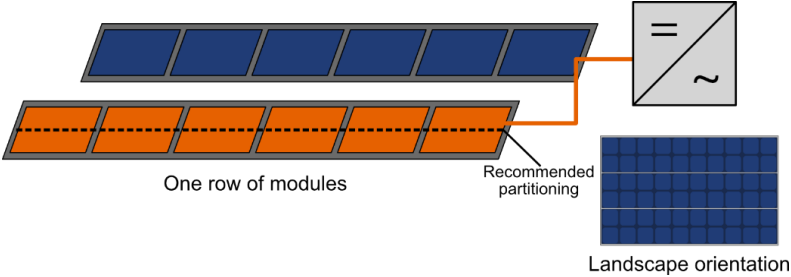
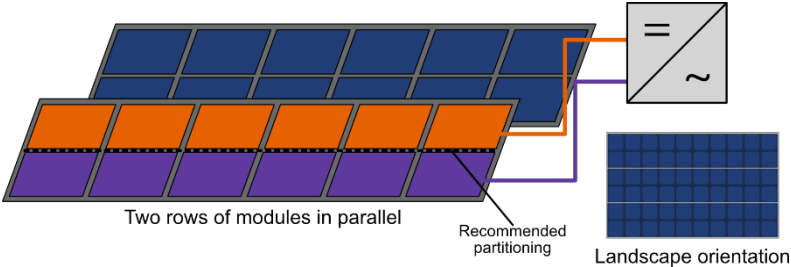
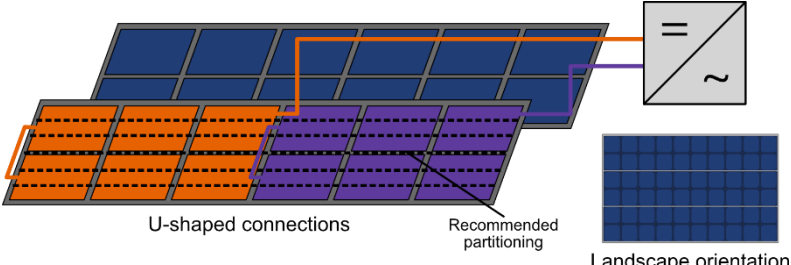
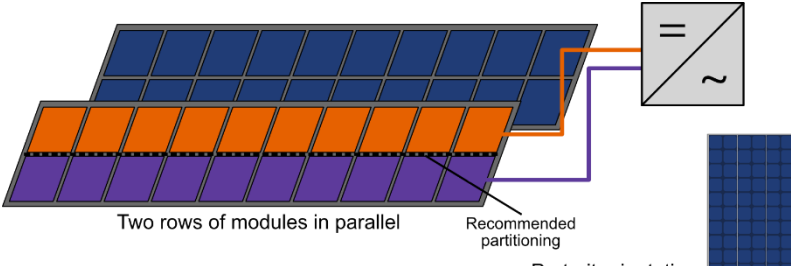
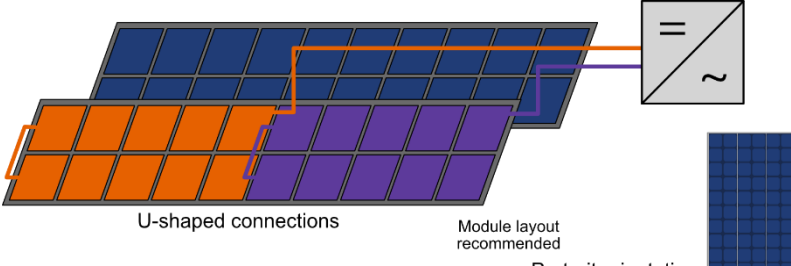
La lettre U est ajoutée lorsque le string est réparti sur plusieurs rangées avec un câblage en aller-retour (forme en U).

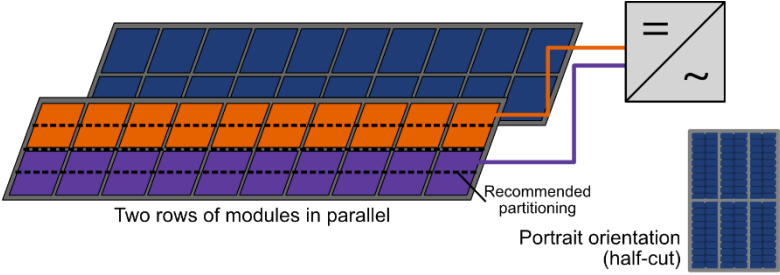
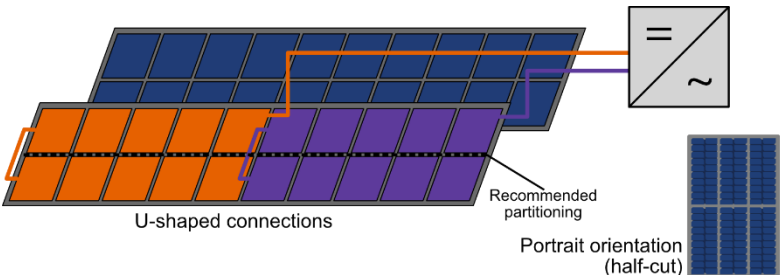
Ce type de câblage modifie la manière dont l'ombrage se répartit électriquement.

2. Combien de partitions faut-il définir ?

Le tableau ci-dessous indique le nombre de partitions en hauteur recommandé selon la configuration.

Cas	Partition en hauteur recommandées	Exemple
-----	-----------------------------------	---------

<p>1L (Orientation paysage)</p>	<p>2 partitions</p>	 <p>One row of modules</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Landscape orientation</p>
<p>Dans le cas du tableau 1L, chaque tablee représente une chaîne. Pour mieux estimer les pertes électriques dues au <i>mismatch</i>, nous avons défini deux partitions en hauteur au lieu d'une seule. Cette approche original, validée par comparaison avec le modèle de calepinage, offre une meilleure approximation des pertes électrique de mismatch.</p>		
<p>xL</p>	<p>X partitions</p>	 <p>Two rows of modules in parallel</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Landscape orientation</p> <p>Dans le cas d'une tables avec X chaînes qui ont des modules PV en orientation portrait, le nombre de partition est le nombre de chaînes X</p>
<p>xLU</p>	<p>3x partitions</p>	 <p>U-shaped connections</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Landscape orientation</p>
<p>xP</p>	<p>x partitions</p>	 <p>Two rows of modules in parallel</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Portrait orientation</p>
<p>xPU</p>	<p>Calepinage recommandé</p>	 <p>U-shaped connections</p> <p>Module layout recommended</p> <p>Portrait orientation</p>

xT	2x partitions	 <p>Two rows of modules in parallel</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Portrait orientation (half-cut)</p>
xTU	x partitions	 <p>U-shaped connections</p> <p>Recommended partitioning</p> <p>Portrait orientation (half-cut)</p>

Quand utiliser le "Module Layout" (Calepinage) ?

Il est préférable d'utiliser l'outil Module Layout lorsque :

- Les strings sont répartis de manière irrégulière
- Les tables sont complexes ou non uniformes
- Plusieurs rangées sont câblées en U en portrait
- Le système est très grand et le mismatch critique

Le calepinage permet une modélisation électrique plus précise que les règles simplifiées.

Message important

Les règles ci-dessus sont des **approximations validées** permettant d'obtenir une estimation réaliste des pertes électriques dues à l'ombrage, sans devoir systématiquement utiliser le Calepinage.

Elles représentent un bon compromis entre :

- Simplicité de modélisation
- Temps de calcul
- Précision des résultats

11 Calepinage

L'outil **Calepinage** est destiné au calcul détaillé des pertes de mismatch électrique dues aux ombrages.

Il nécessite une description précise de la position de chaque module PV dans la scène 3D, ainsi que l'interconnexion des modules en chaînes (strings) selon les onduleurs définis dans la section **Système**.

11.1 Description Générale du calepinage

L'évaluation des pertes électriques dues aux ombrages nécessite le calcul des caractéristiques I/V de l'ensemble du champ PV. Cela se fait en additionnant les tensions (courbes I/V) de chaque module dans une chaîne, puis en additionnant les courants de chaque chaîne.

Les courbes I/V dépendent de l'ombrage partiel sur chaque module PV. Par conséquent, votre variante doit correctement définir :

- La position géométrique exacte de chaque module,
- L'affectation des modules aux chaînes et sous-champs électriques.

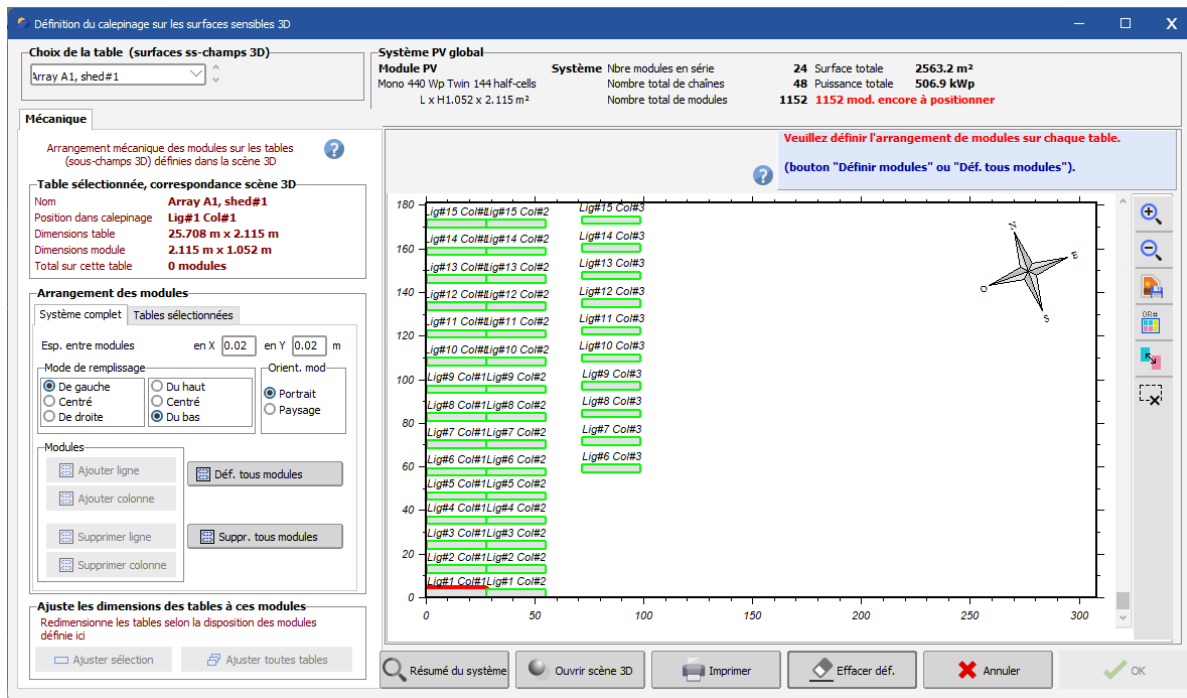
Ainsi, la définition du **Calepinage** implique :

- La construction de la scène 3D des ombrages pour positionner correctement les modules,
- La définition électrique des sous-champs (modules PV et onduleurs) dans l'option **Système**.

Ces deux éléments doivent être bien définis avant d'utiliser l'outil Calepinage. Toute modification ultérieure de ces paramètres (ombrages ou définitions du système) pourrait impacter la disposition des modules, ce qui nécessiterait une révision. C'est pourquoi le Calepinage est généralement la dernière étape dans l'étude d'un système PV.

11.2 Procédure

La fenêtre **Calepinage** affiche **une représentation 2D de toutes les tables PV** définies dans la scène 3D. Chaque élément de sous-champ 3D (par exemple, une table à inclinaison fixe ou un tracker) est appelé une **Table**.



Si plusieurs orientations ont été définies, elles peuvent être affichées séparément. Un menu déroulant permet de passer d'une orientation à une autre.

Le panneau bleu en haut à droite fournit des informations sur l'état actuel des définitions du Calepinage et donne des conseils pour la prochaine action à effectuer.

Les 2 étapes principales :

1. Onglet "Mécanique"

- Affiche une représentation 2D approximative de toutes les tables de la scène 3D.
- Permet de positionner tous les modules comme défini dans la section "Système", pour chaque orientation.

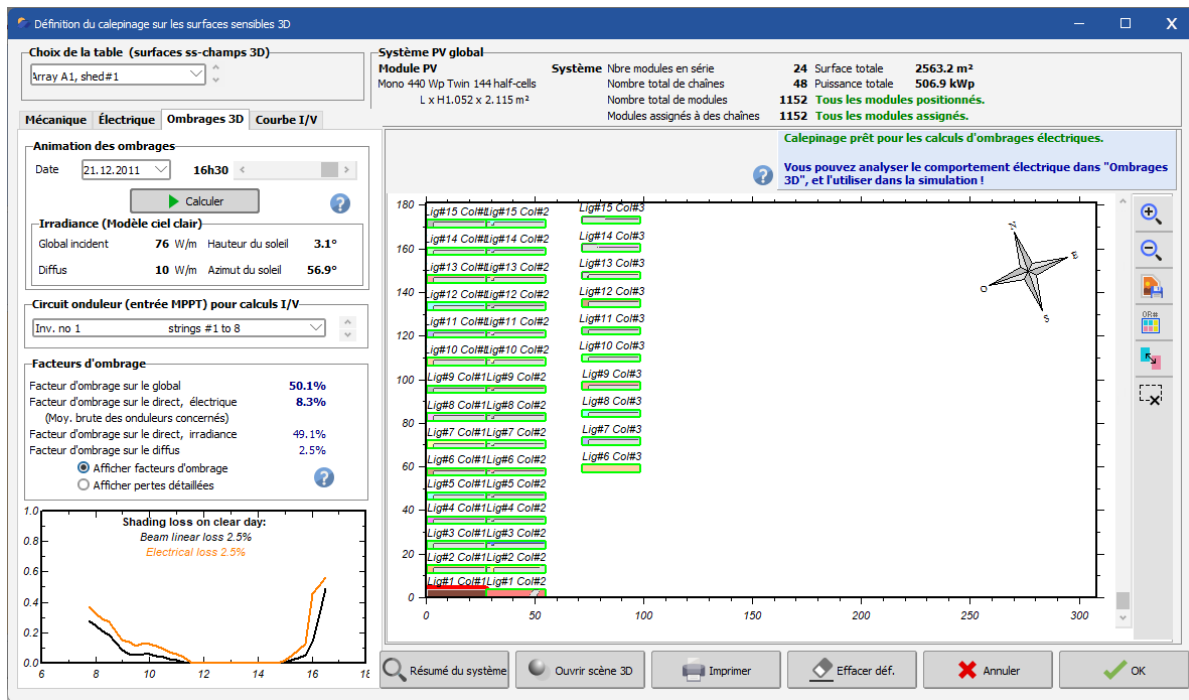
2. Onglet "Électrique"

- Permet d'attribuer chaque module à une chaîne spécifique (String) selon les définitions des sous-champs dans "Système".

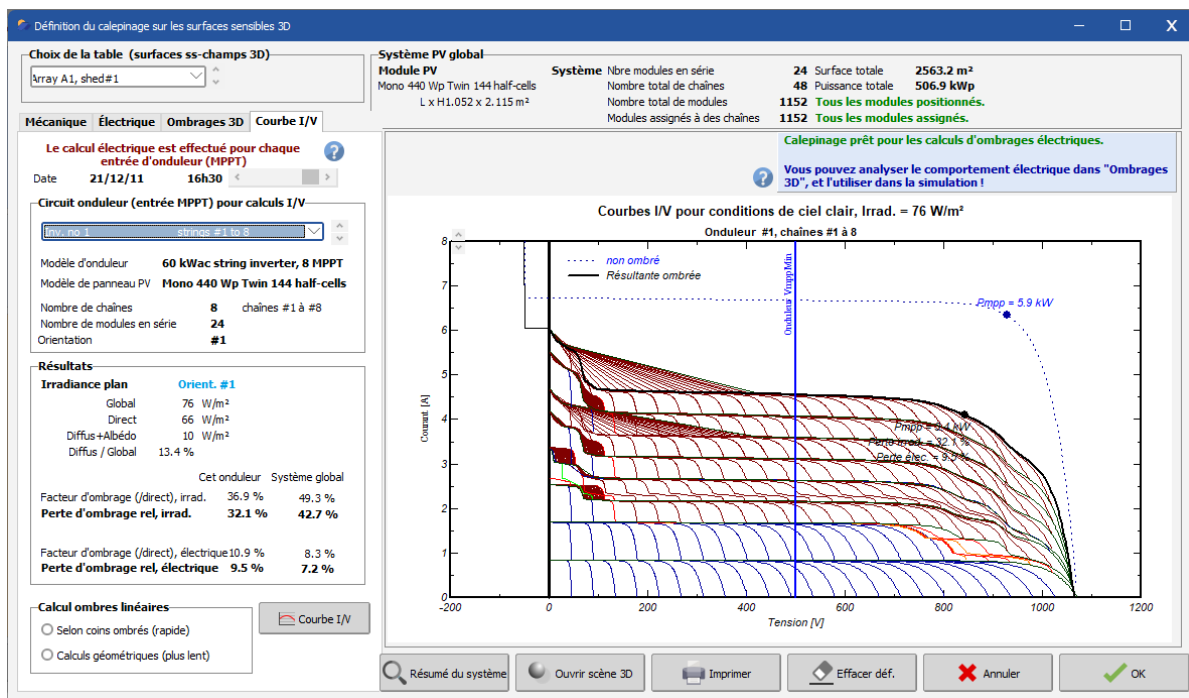
Outils pédagogiques supplémentaires :

Deux autres onglets sont disponibles, mais ne sont pas nécessaires pour la définition du Calepinage utilisé en simulation :

"Ombrage 3D" : Affiche les ombrages réels sur toutes les tables d'une entrée MPPT sélectionnée, ainsi que les courbes I/V correspondantes pour chaque module PV ombragé.



"**Courbe I/V**" : Montre les courbes I/V détaillées pour l'entrée MPPT, en additionnant les tensions des modules en série dans chaque chaîne et les courants de chaque chaîne dans l'ensemble MPPT.



Calculs électriques et prise en compte de l'irradiance

Les calculs électriques prennent en compte les composantes du rayonnement direct et diffus. Même lorsqu'un sous-module est totalement ombragé (en termes de rayonnement direct), le rayonnement diffus restant permet d'assurer un courant minimal dans la chaîne.

- L'irradiance diffuse étant omnidirectionnelle, elle est supposée uniforme sur la table PV et subit un facteur d'ombrage constant, calculé une seule fois pour toute la simulation.
- La contribution de l'albédo est évaluée de la même manière, avec un facteur d'ombrage constant.

Les définitions du Calepinage sont principalement utilisées en simulation pour un calcul détaillé des pertes électriques dues aux ombrages.

Sortie des définitions du Calepinage

Cet outil peut également être utile pour accompagner la conception du câblage des modules dans votre système PV réel.

Les définitions du Calepinage peuvent être :

- Imprimées indépendamment,
- Intégrées au rapport final de simulation, sous différentes formes prédéfinies.

11.3 Limitations

Modules à couche mince

L'outil Calepinage est conçu uniquement pour les modules cristallins avec des cellules rectangulaires classiques.

Il n'est pas applicable aux modules à couche mince, où chaque cellule est une bande d'environ 10 mm de large sur toute la longueur du module.

Dans ce cas : la perte de mismatch électrique est nulle si les ombrages sont perpendiculaires aux cellules, c'est-à-dire si toutes les cellules sont éclairées de façon identique (cellules en portrait dans une rangée). En revanche, la perte par ombrage est maximale si l'ombre est parallèle aux cellules, car une seule cellule en série peut être ombrée et bloquer le courant de tout le module. Ce comportement ne peut actuellement pas être représenté dans l'outil de calepinage.

Ombres fines

L'outil sous-estime l'impact des ombres longues et fines (ex. : poteaux) en raison de la méthode de reconnaissance des sous-modules ombragés.

Si votre scène 3D contient de tels objets, il est recommandé d'utiliser le modèle de partition à la place.

Systèmes de très grande taille

L'outil Calepinage est adapté aux systèmes de quelques MWc au maximum.

Les limitations principales sont :

- Difficulté de définition de l'emplacement de tous les modules si l'interconnexion n'est pas régulière.
- Temps de calcul élevé lors de la simulation.

PVsys fixe une limite "raisonnable" à environ 1 MWc, avec une limite supérieure modifiable (jusqu'à 5 MWc) via les [paramètres avancés](#) :

- "Power limit for Module Layout warning"
- "Power limit for Module Layout error"

Pour les très grands systèmes, il est conseillé de :

1. Définir un sous-système représentatif (ex. : un onduleur central).
2. Simuler ce sous-système avec les deux méthodes :
 - Calepinage
 - Partition model
3. Évaluer la "**Fraction pour l'effet électrique**" spécifique à votre système (généralement proche de 100 % pour les systèmes réguliers).
4. Simuler l'ensemble du système avec l'option "**Selon les chaînes de modules**", en appliquant le facteur dans « **Mode de calcul -Fraction pour effet électrique** ».

Cette dernière méthode nécessite un temps de calcul similaire à l'option d'ombrages linéaires.

11.4 Paramètres avancés pertinents

Le modèle Calepinage est réglé par plusieurs paramètres avancés situé dans [Option-Editer les paramètres avancés](#)

Min. shade area to count as shaded : valeur par défaut 0,024 m².

Lorsqu'un petit polygone d'ombre couvre un sous-module sans recouvrir spécifiquement un coin, l'ombre est négligée si sa surface est inférieure à cette valeur.

Min. shading fact. for electrical calc. : valeur par défaut 1 %.

Si les ombrages linéaires sont inférieurs à cette fraction pour le champ de strings, les ombrages électriques sont considérés comme nuls, c'est-à-dire :

$$P_{elec} = 0$$

Max. shading fact. for electrical calc. : valeur par défaut 98 %.

Au-delà de cette valeur, le champ de strings est considéré comme totalement ombragé, c'est-à-dire :

$$P_{elec} = 0$$

Frac. bottom cell for no shading : valeur par défaut 50 %.

Lorsqu'une ombre ne couvre qu'une fraction d'une cellule, la perte électrique évolue linéairement avec la fraction de cellule ombragée.

L'introduction d'un seuil à 50 % de la largeur d'une cellule (exprimé en hauteur du polygone d'ombrage) pour activer les ombrages électriques permet de modéliser plus fidèlement le comportement des ombrages mutuels.

En pratique, l'augmentation linéaire sur la largeur de la cellule est approximée par un saut à 50 % de la largeur de la cellule.

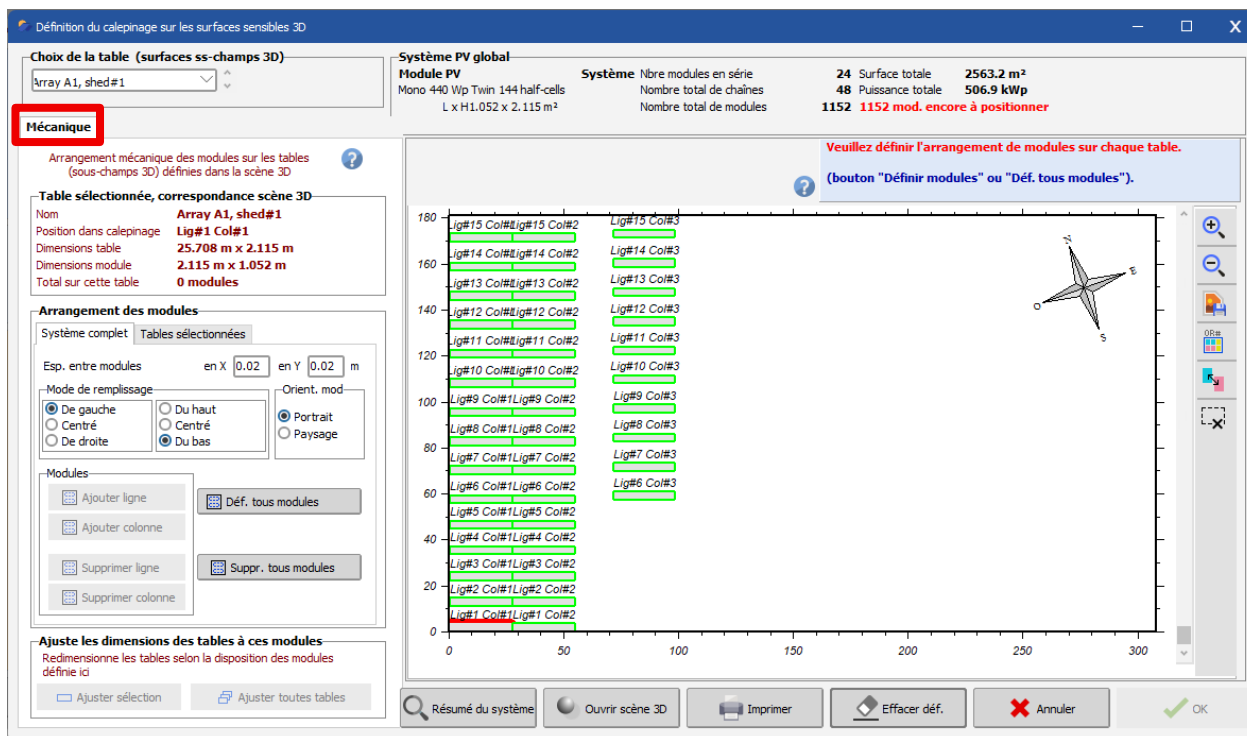
Paramètres de contrôle pour les avertissements et erreurs :

Ces paramètres limitent l'utilisation du Calepinage pour les systèmes trop grands ou lorsque la taille des tables 3D a changé :

- Tolérance de différence de taille entre Calepinage et tables 3D
→ **Valeur par défaut : 2%**
- Limite de puissance pour un avertissement sur le Calepinage
→ **Valeur par défaut : 1000 kW (1 MWc)**
- Limite de puissance pour une erreur sur le Calepinage
→ **Valeur par défaut : 5000 kW (5 MWc) Interdit l'utilisation du Calepinage au-delà de cette capacité, modifiable dans les paramètres avancées.**

11.5 Définition mécanique

L'objectif de cet outil est de distribuer les modules PV (définis dans les sous-champs de la section "**Système**") sur les Tables définies dans l'éditeur 3D de la scène d'ombrages.



Il est donc nécessaire d'avoir une scène 3D bien définie ainsi qu'un **Système** correctement paramétré avant d'entrer dans l'outil Calepinage.

Le nombre de modules PV doit correspondre au nombre de modules définis dans les sous-champs, pour chaque orientation. Une vue spécifique est disponible pour chaque orientation.

Dans l'onglet **Mécánique**, sous l'onglet **système complet**, cliquez sur le bouton **Déf. tous modules**.

Voir l'emplacement dans la capture d'écran ci-dessous :

Mécanique **Électrique** **Ombrages 3D**

Arrangement mécanique des modules sur les tables
(sous-champs 3D) définies dans la scène 3D ?

Table sélectionnée, correspondance scène 3D

Nom	Array A1, shed#1		
Position dans calepinage	Lig#1 Col#1		
Dimensions table	25.708 m x 2.115 m	Surface	
Dimensions module	2.115 m x 1.052 m	53.4 m²	
Total sur cette table	24 modules		

Arrangement des modules

Système complet **Tables sélectionnées**

Esp. entre modules en X en Y m

Mode de remplissage

<input checked="" type="radio"/> De gauche	<input type="radio"/> Du haut
<input type="radio"/> Centré	<input type="radio"/> Centré
<input type="radio"/> De droite	<input checked="" type="radio"/> Du bas

Orient. mod

<input checked="" type="radio"/> Portrait
<input type="radio"/> Paysage

Modules

<input type="button" value="Ajouter ligne"/>	<input checked="" type="button" value="Déf. tous modules"/>
<input type="button" value="Ajouter colonne"/>	
<input type="button" value="Supprimer ligne"/>	<input type="button" value="Suppr. tous modules"/>
<input type="button" value="Supprimer colonne"/>	

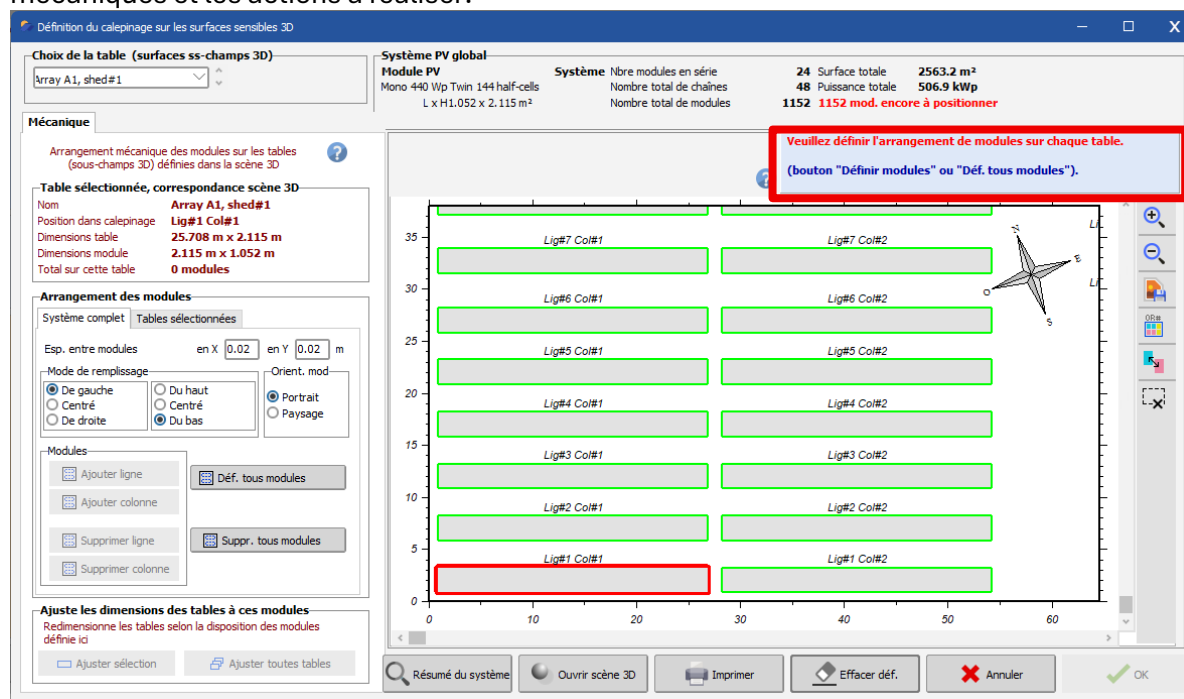
Ajuste les dimensions des tables à ces modules

Redimensionne les tables selon la disposition des modules définie ici

<input type="button" value="Ajuster sélection"/>	<input type="button" value="Ajuster toutes tables"/>
--	--

Panneau d'informations et paramétrage mécanique

Le panneau bleu (en haut à droite) informe en permanence sur l'état des définitions mécaniques et les actions à réaliser.



Le dialogue "Mécannique" situé à gauche de la fenêtre permet :

- Afficher les caractéristiques principales de la table sélectionnée.
- Attribuer les modules aux tables, soit pour tout le système, soit pour une orientation spécifique, soit pour une sélection de tables.
- Définir :
 - L'espacement entre modules.
 - Le mode de remplissage (si la table est plus grande que nécessaire).
 - L'orientation des modules (portrait ou paysage).

Si l'espace 3D n'est pas suffisant, il peut manquer des modules nécessaires aux sous-champs du système. Il est alors possible d'ajouter des rangées ou colonnes de modules si nécessaire. Si une table fait partie d'un champ, toutes les tables du champ seront impactées.

Suppression de modules

Il est possible de supprimer un module en effectuant un clic droit sur celui-ci.

Cela permet d'ajuster précisément le nombre de modules nécessaires et d'éviter l'utilisation de champs polygonaux inutiles, réservés aux cas spécifiques BIPV.

Toutefois, supprimer trop de modules peut légèrement affecter les calculs d'ombrage.

Ajustement des tables aux modules

Avant de passer aux étapes suivantes, les tables 3D doivent correspondre exactement aux modules PV.

Si ce n'est pas le cas, utiliser les boutons :



- "Ajuster sélection" pour ajuster une table.
- "Ajuster toutes tables" pour ajuster toutes les tables.

Cas particulier : Champ polygonal en 3D

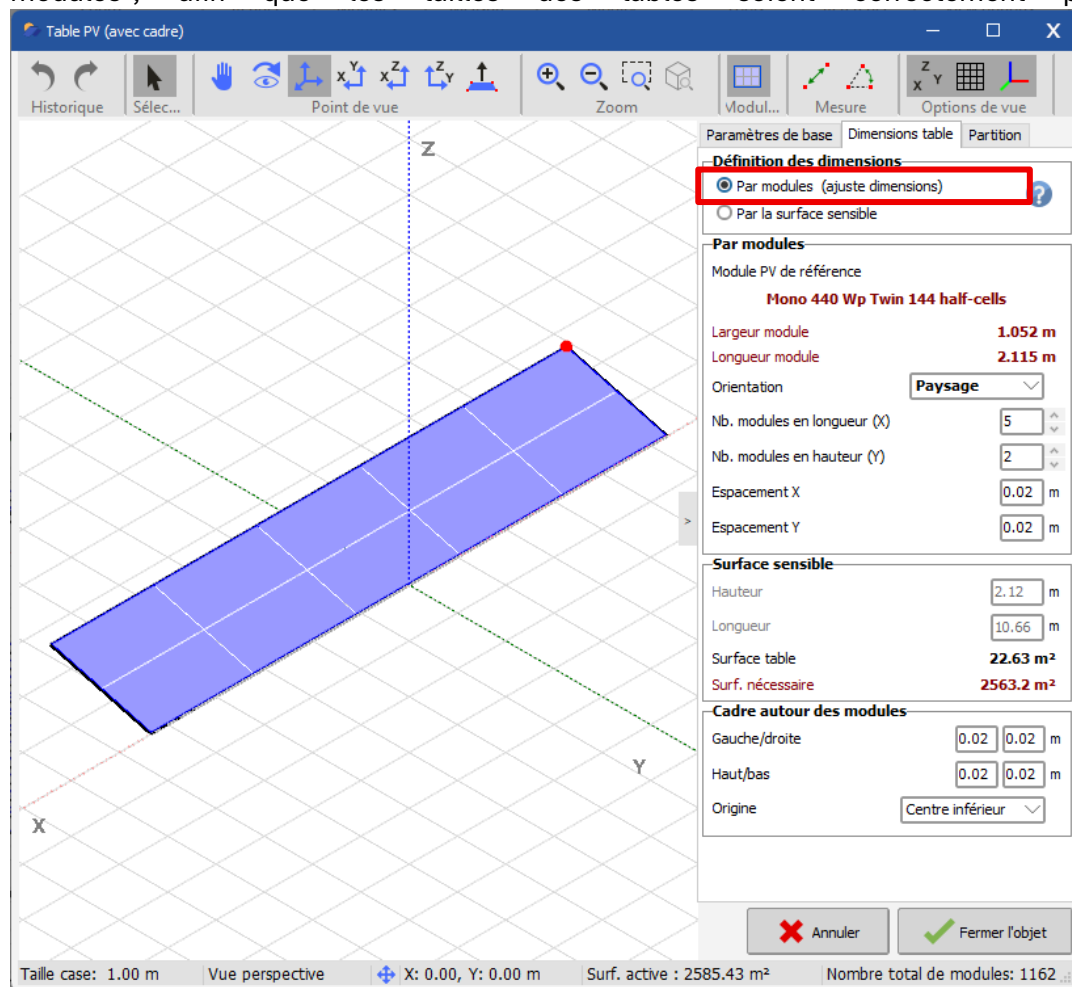
- La surface polygonale brute (ex. : toit disponible) est initialement remplie de modules.
- Il est possible d'ajouter ou supprimer des modules avec la souris.
- Une fois la disposition ajustée, utiliser "**Match to Table**" pour adapter le périmètre du champ autour des modules.

Une fois toutes ces étapes terminées, il est possible d'accéder à l'outil "**Électrique**".

11.5.1 Définition des tables dans la scène 3D (rappel)

Petit rappel important :

Lors de la définition des champs PV dans la scène 3D, il est conseillé d'utiliser l'option "Par modules", afin que les tailles des tables soient correctement prédéfinies.



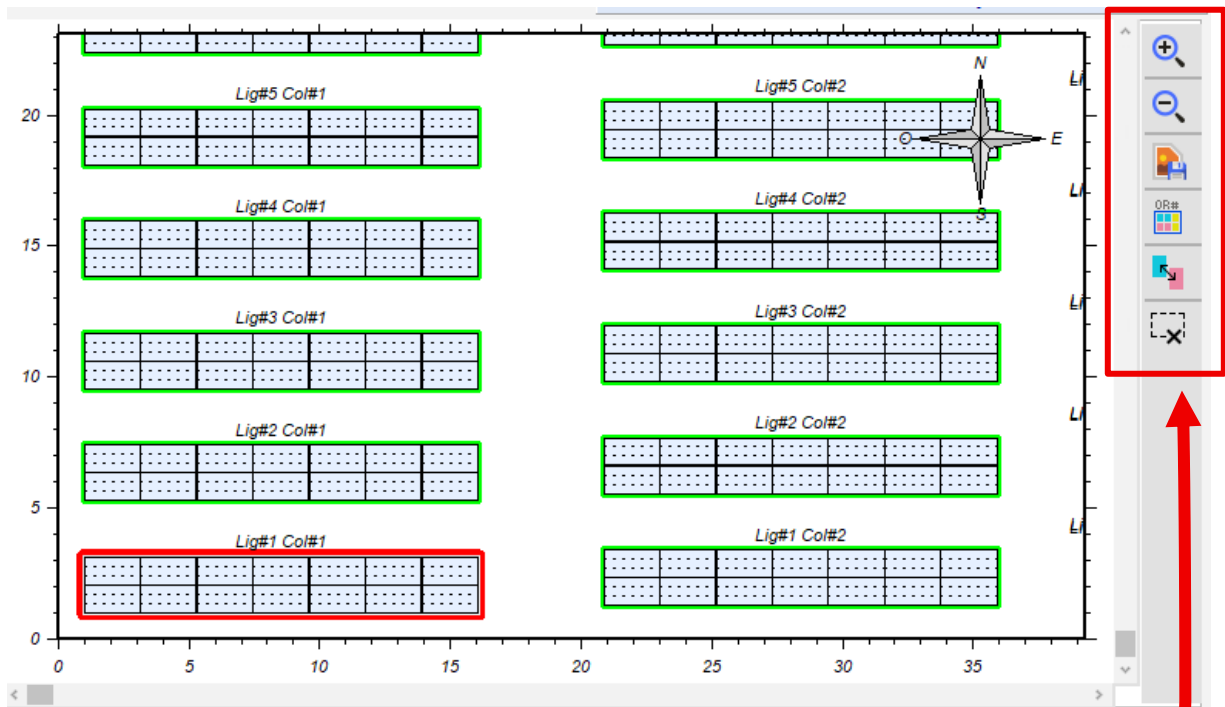
Toutefois, il est aussi possible de définir librement des tables avec suffisamment d'espace pour accueillir vos modules. Ces tables seront ajustées automatiquement à la sortie de l'outil.

11.5.2 Vue graphique du placement des modules

Après avoir défini l'emplacement de tous les modules spatialement, voici ce qui en résulte :

- Toutes les tables d'une orientation spécifique du système sont affichées comme dans la scène 3D.
- Les tables sont numérotées en rangées et colonnes pour une identification facile.
- Cette numérotation est automatique, en fonction de l'agencement géométrique (elle ne peut pas être modifiée).
- Une boussole (en haut à droite du dessin) indique l'orientation.
- Si plusieurs orientations sont définies, une liste déroulante permet de les sélectionner.

Exemple : La boussole indique un azimut de 0° (sud).



Sélection des tables

- Cliquez sur une table pour la sélectionner (contour rouge).
- Sélection multiple : Ctrl + Clic gauche.
- Désélection : Ctrl + Clic droit (contour orange).

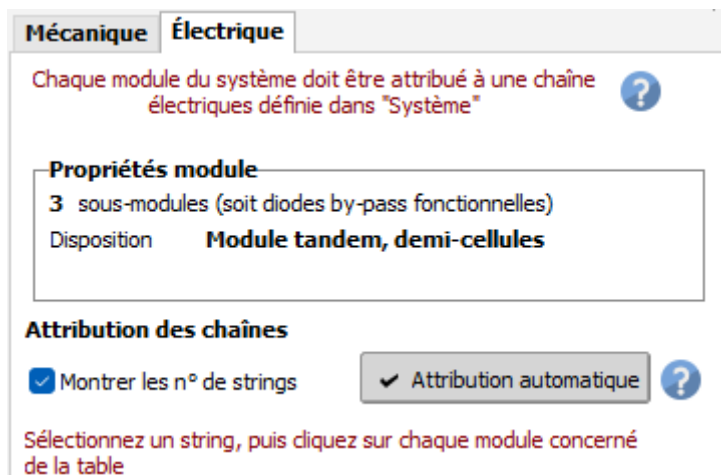
Outils disponibles (icônes à droite) :

- Zoom IN / OUT (également avec la molette).
- Enregistrer l'image des tables en fichier *.BMP.
- Choisir les étiquettes des tables (Nom 3D, "Orient#, Row#, Col#" ou version condensée).
- Échanger l'attribution des chaînes (voir 10.7.3 Barre d'outils).
- Désélectionner toutes les tables sélectionnées.

11.6 Définition électrique

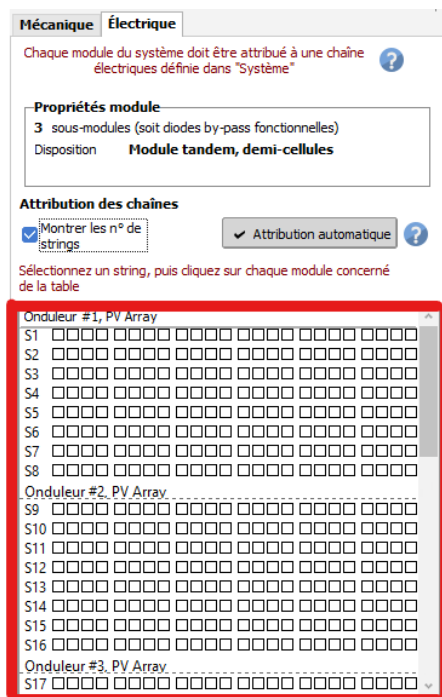
L'objectif de cet outil est d'associer une chaîne (définie dans les sous-champs de la section "Système") à chaque module présent sur les tables.

Cette étape ne peut être réalisée qu'après une définition **correcte des paramètres mécaniques**.



11.6.1 Liste des chaînes

Le panneau de gauche affiche la liste de toutes les entrées onduleurs (ou MPPT) définies dans les sous-champs.



- Chaque chaîne est représentée par un ensemble de modules PV, avec une couleur différente en fonction de son numéro (couleurs 1 à 10).
- Exemple : 5 chaînes par onduleur, 16 modules par chaîne.

11.6.2 Attribution automatique des chaînes

Pour les grands systèmes, le bouton "**Attribution automatique**" ouvre une fenêtre dédiée.

Attribution automatique des modules aux chaînes

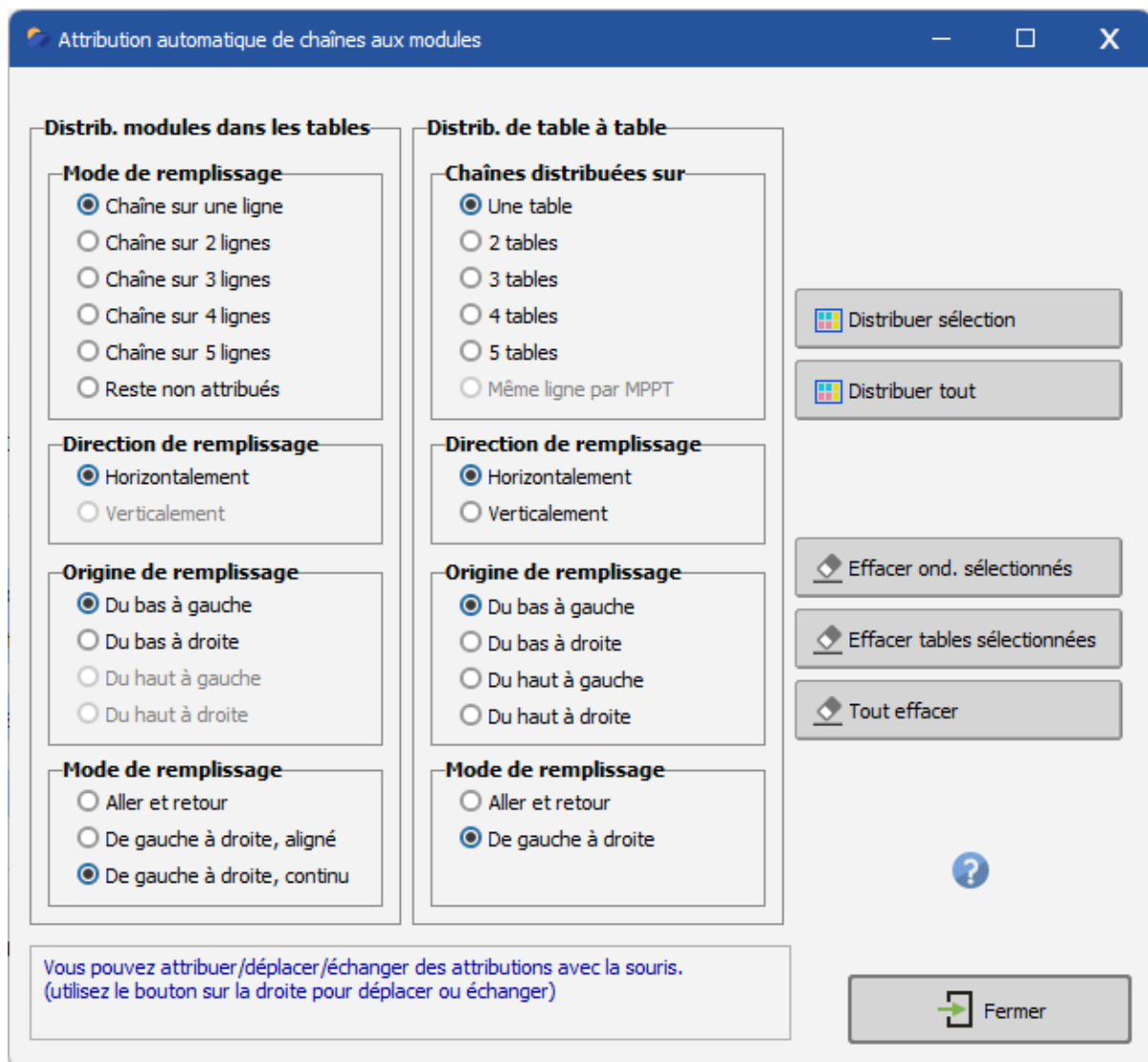
The screenshot displays the 'Définition du calepinage sur les surfaces sensibles 3D' window in PVSYST. The interface is divided into several sections:

- Choix de la table (surfaces ss-champs 3D):** A dropdown menu showing 'Array A1, shed#1'.
- Système PV global:** A summary box containing:
 - Module PV:** Mono 440 Wp Twin 144 half-cells, L x H: 1.052 x 2.115 m²
 - Système:** Nbre modules en série: 24; Surface totale: 2563.2 m²; Nombre total de chaînes: 48; Puissance totale: 506.9 kWc; Nombre total de modules: 1152; Tous les modules positionnés; Modules assignés à des chaînes: 0; 1152 modules à attribuer.
- Mécanique / Électrique:** A tabbed interface with the 'Électrique' tab selected. A note states: 'Chaque module du système doit être attribué à une chaîne électrique définie dans "Système"'. Below this, the 'Propriétés module' section shows '3 sous-modules (soit diodes by-pass fonctionnelles)' and 'Disposition: Module tandem, demi-cellules'.
- Attribution des chaînes:** A section with a checkbox 'Montrer les n° de strings' and a radio button 'Attribution automatique' which is selected and highlighted with a red box. A note below reads: 'Sélectionnez un string, puis cliquez sur chaque module concerné de la table'.
- Tableau de modules:** A grid showing the layout of modules across three inverters (Onduleur #1, #2, #3). The grid is populated with small squares representing modules.
- Diagramme de câblage:** A 2D plot showing the layout of strings. The x-axis represents the number of modules (0 to 300) and the y-axis represents the number of strings (0 to 180). Labels for each string are provided, such as 'Lig#15 Co#1 Lig#15 Co#2' and 'Lig#15 Co#3'. A compass rose is visible in the top right of the plot area.
- Barre d'outils:** Located at the bottom, it includes buttons for 'Résumé du système', 'Ouvrir scène 3D', 'Imprimer', 'Effacer déf.', 'Annuler', and 'OK'.

L'attribution de chaque module PV à une chaîne peut être réalisée manuellement avec la souris, mais cette méthode devient impraticable pour les grands systèmes.

PVsys propose plusieurs stratégies d'attribution automatique des chaînes, selon différentes approches.

Cette fonction est accessible via le bouton "**Attribution automatique**", qui ouvre une fenêtre dédiée.



11.6.3 Essais et ajustements

L'attribution des chaînes dans une installation réelle est un problème complexe, dépendant de plusieurs paramètres :

- Taille des tables
- Répartition des modules sur plusieurs tables
- Regroupement des modules d'une même chaîne sur une même rangée
- Contraintes de câblage et distances entre modules d'une même chaîne
- Ajustement du nombre de modules à la largeur des tables

PVsyst propose plusieurs stratégies, mais elles peuvent ne pas répondre à tous les cas particuliers.

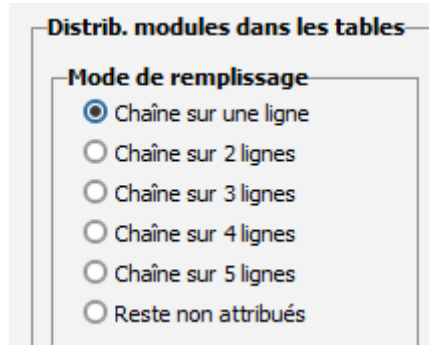
L'outil permet de :

- Appliquer une stratégie sur un ensemble de tables sélectionnées ou un groupe d'onduleurs sélectionnés.
- Tester une stratégie et la supprimer sélectivement si elle ne convient pas.

- Ajuster manuellement les attributions en échangeant les modules avec la souris.

11.6.4 Attribution des chaînes sur "grandes" tables

Lorsqu'une table contient plusieurs chaînes complètes, l'outil "**Distribution des modules dans les tables**" permet plusieurs configurations :



a. Tous les modules d'une chaîne sur une même rangée.

C'est la configuration habituelle dans les sheds, lorsque l'on souhaite minimiser l'effet des ombrages : il faut regrouper tous les modules d'une chaîne dans une même rangée, afin qu'ils soient ombragés de manière identique.

b. Chaînes réparties sur deux rangées.

C'est aussi un choix courant dans certaines applications, souvent appelé connexion en "U". Bien que cela simplifie parfois le câblage, ce n'est pas optimal vis-à-vis des ombrages mutuels.

c. Chaînes réparties sur 3, 4 ou 5 rangées.

Ce n'est pas un choix habituel.

d. Modules restants non attribués.

Si le remplissage n'est pas complet, l'option **Reste non attribués** permet d'attribuer automatiquement les modules « libres » sans contrainte particulière de positionnement.

Mode de remplissage

Direction de remplissage

Horizontalement

Verticalement

Origine de remplissage

Du bas à gauche

Du bas à droite

Du haut à gauche

Du haut à droite

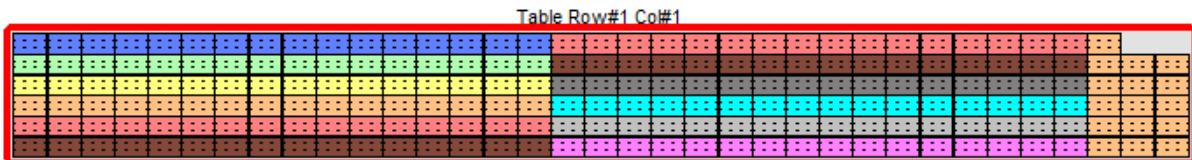
Mode de remplissage

Aller et retour

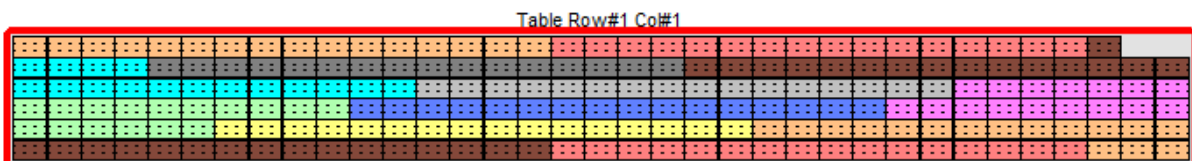
De gauche à droite, aligné

De gauche à droite, continu

- **Direction de remplissage :**
 - Horizontalement (usuel dans les rangées).
 - Verticalement (cas spécifiques).
- **Origine du remplissage :** toutes les options sont possibles.
- **Mode de remplissage :** utile lorsque le nombre de modules ne correspond pas exactement à la largeur de la table.
 - **De gauche à droite :** les chaînes commencent à gauche, les modules restants sont placés à droite avec une chaîne supplémentaire (répartition régulière).



- **Aller-retour :** remplissage ligne par ligne, en inversant la direction à chaque nouvelle ligne. Évite que les connexions s'étendent sur toute la table, mais peut répartir une chaîne sur plusieurs rangées, ce qui n'est pas optimal.



Remarque : Certaines configurations de stratégie peuvent laisser des modules non attribués. Dans ce cas, on peut toujours utiliser l'option « Reste non attribués » pour combler les trous.

11.6.5 Attribution des chaînes sur "petites" tables

De plus en plus de systèmes au sol sont constitués de **petites tables indépendantes** (quelques modules en largeur), généralement pour mieux suivre la pente du terrain.

Pour **minimiser les effets d'ombrage mutuel**, il faut placer tous les modules d'une même chaîne dans une situation d'ombrage identique (par exemple, tous en bas de chaque table).

Paramètres de distribution

Distrib. de table à table

Chaînes distribuées sur

- Une table
- 2 tables
- 3 tables
- 4 tables
- 5 tables
- Même ligne par MPPT

Direction de remplissage

- Horizontalement
- Verticalement

Origine de remplissage

- Du bas à gauche
- Du bas à droite
- Du haut à gauche
- Du haut à droite

Mode de remplissage

- Aller et retour
- De gauche à droite

La partie droite de la boîte de dialogue « **Chaînes distribuées sur XX tables** » permet de définir la séquence des tables lors de la distribution d'une chaîne. Selon le nombre de modules d'une chaîne, on peut choisir :

- **Chaînes distribuées sur une seule table.**

La table suivante n'est remplie que lorsque la précédente est entièrement attribuée.
→ Une chaîne peut toutefois s'étendre sur deux tables contiguës si le nombre de modules dépasse la capacité d'une table.

- **Chaînes distribuées sur deux, trois, quatre ou cinq tables.**

Ce réglage dépend de la configuration du système (nombre de modules par table en largeur, par rapport au nombre de modules dans une chaîne).

Exemple : si l'on définit 4 tables de 4 modules, elles accueillent parfaitement les 16 modules d'une chaîne. C'est un cas « idéal », mais ce n'est pas toujours le cas. Lorsqu'on répartit une chaîne sur plusieurs tables, il faut bien réfléchir à la **réalisation du câblage** !

- **Mode de remplissage des tables.**

On peut choisir de remplir les tables **en ligne** (tables côte à côte) ou **en colonne** (tables les unes derrière les autres).

- **Origine du remplissage.**

On peut définir le coin de départ dans la matrice des tables.

- **Sens de remplissage.**

- *De gauche à droite* : chaque chaîne commence à gauche, puis continue vers la droite.
- *En aller-retour* : une ligne est remplie successivement, puis la suivante commence en sens inverse.

Remarque

L'option « **Même ligne par MPPT MPPT** » correspond à un cas très particulier :

→ elle permet de placer toutes les chaînes d'une même entrée MPPT sur une même rangée dans toutes les tables.

C'est une configuration optimale pour limiter les pertes électriques, mais elle n'est applicable en pratique que dans le cas d'**onduleurs string** (2-3 chaînes par entrée MPPT).

11.6.6 Sélection des zones de remplissage

Dans les systèmes complexes, une seule stratégie ne convient pas toujours à toutes les parties du système.

L'outil permet :

- De sélectionner un groupe de tables (Ctrl + Clic gauche) et d'appliquer une stratégie spécifique.
- D'effacer sélectivement les attributions existantes.
- De sélectionner un groupe d'onduleurs pour une attribution partielle.

Une fois tous les modules attribués aux chaînes, le système est prêt pour la simulation.

Il est également possible de passer à l'étape suivante : "Ombrages 3D"(10.8), pour une visualisation pédagogique du comportement électrique en cas d'ombrage.

11.6.7 Association manuelle des modules aux chaînes

Méthode simple :

- Sélectionner une chaîne dans le panneau de gauche.
- Cliquer sur les modules à lui attribuer (déplacement de la souris sur plusieurs modules possible).
- Désattribuer un module avec clic droit.

Les cases colorées à gauche indiquent le nombre de modules déjà attribués.

Les cases blanches indiquent le nombre de modules restants à attribuer.

Limite : Cette méthode devient fastidieuse pour les grands systèmes.

11.6.8 Modification et échange manuel des attributions



Un mode optionnel (bouton à droite) permet de :

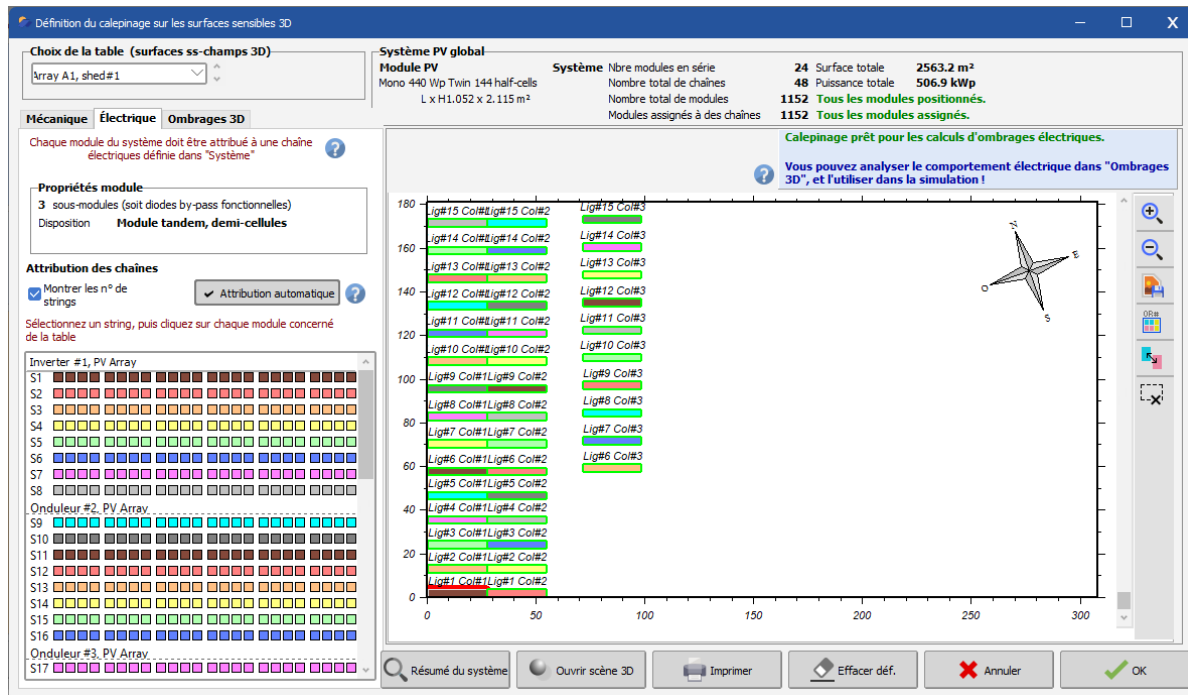
- Déplacer l'attribution d'une chaîne vers un module non attribué.

- Échanger deux modules entre eux.

Cette option est utile après une attribution automatique, pour ajuster les attributions.

11.6.9 Objectif de l'attribution des chaînes

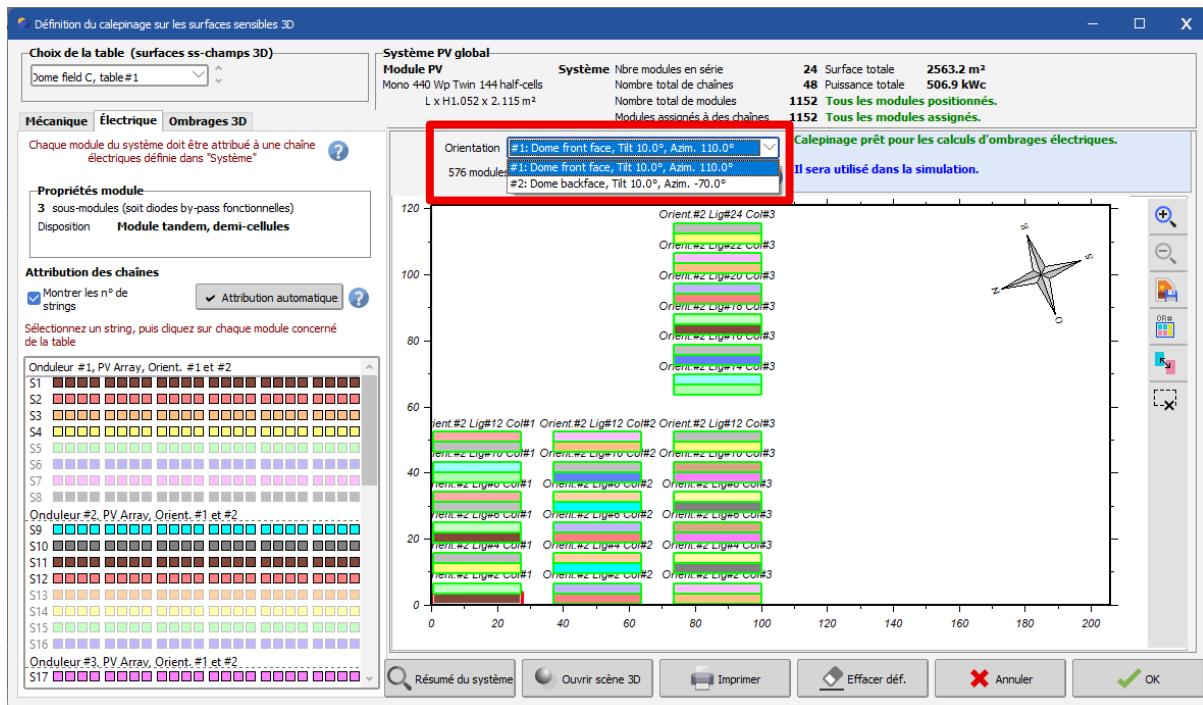
Pour une disposition en rangées (sheds) ou sur trackers, il est recommandé d'attribuer tous les modules d'une même chaîne à une seule rangée.



- Avantage : Tous les modules de la chaîne seront ombragés de manière identique, ce qui est optimal pour limiter les pertes d'ombrage inter-rangées.
- Modules classiques (3 sous-modules en longueur) → Disposition en paysage.
- Modules à cellules coupées (twin half-cut cells) → Disposition en portrait.

11.6.10 Gestion des orientations

Si le système possède plusieurs orientations, elles doivent être gérées indépendamment.



- Sélectionnez l'orientation de travail via la liste déroulante.
- Le panneau de droite affiche uniquement les tables de l'orientation sélectionnée.
- L'orientation de chaque table est clairement définie dans la scène 3D.
- Le panneau de gauche affiche tous les onduleurs du système.
 - Chaque entrée onduleur est associée à une orientation de sous-champ.
 - Si un onduleur ne correspond pas à l'orientation sélectionnée, il sera désactivé.
 - Si un sous-champ utilise des orientations mixtes, seules les chaînes correspondant à l'orientation choisie seront activées.

Cas des dômes :

- Les deux tables du dôme sont affichées sur la vue de droite.
- La table activée (directe ou opposée) dépend de l'orientation sélectionnée.

11.7 Interface de la boîte de dialogue Calepinage

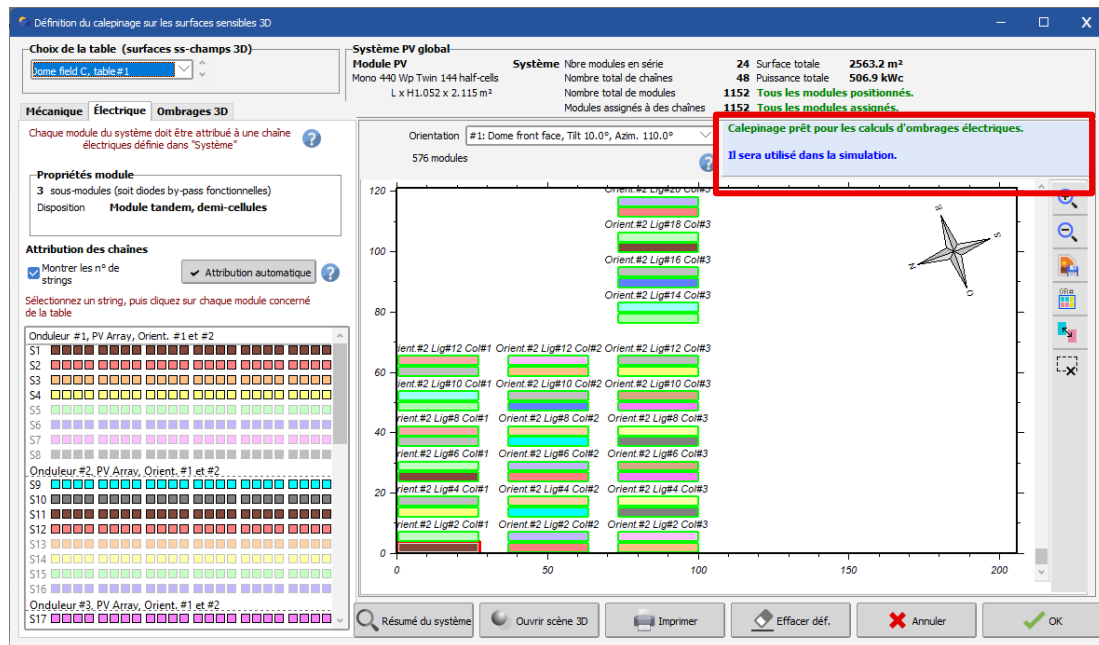
Cette section décrit les fonctionnalités disponibles dans l'interface Calepinage.

11.7.1 Orientation (apparaît uniquement s'il y a plusieurs orientations)

- Si plusieurs orientations sont définies dans le système, la vue affiche toutes les tables d'une seule orientation à la fois.
- L'orientation est sélectionnée via la liste déroulante dédiée.
- La boussole sert de référence pour l'orientation des tables.
- Le nombre de modules défini dans la partie "Système" doit correspondre au nombre de modules affectés dans le Calepinage, pour chaque orientation.

- Chaque entrée MPPT correspond à un sous-champ donné, donc à une orientation spécifique.
- Lors de l'attribution des modules aux chaînes, seules les chaînes de l'orientation sélectionnée sont activées.

11.7.2 Panneau bleu d'information



- Le panneau bleu à droite informe en permanence sur l'état du Calepinage et les actions à effectuer.
- Si certains modules sont en excès, ils peuvent être supprimés avec un clic droit.
- Si des modules définis dans le Système ne trouvent pas de correspondance dans le Calepinage, il est possible d'ajouter une colonne ou une rangée aux tables existantes.
- Attention : Si une table fait partie d'un ensemble, toutes les tables de l'ensemble seront modifiées de la même manière.

11.7.3 Barre d'outils

Un ensemble d'outils est disponible à droite de l'image :

	<p>1er et 2e bouton : zoom (disponible aussi avec la molette de la souris).</p> <p>3e bouton : crée une image de la vue actuelle au format *.BMP.</p> <p>→ Il existe aussi un bouton Imprimer en bas de la boîte de dialogue, permettant de générer différents imprimés et de les inclure dans le rapport de simulation. Ces sorties peuvent servir de schéma de câblage de référence pour le site.</p> <p>4e bouton : choix du nom de chaque table sur le schéma (nom de la table, ou <i>Orient#xx, Row#yy, Line#zz</i>).</p> <p>⚠ Toutes les tables d'une orientation sont automatiquement numérotées sous forme de matrice. Ces indices ne sont pas modifiables.</p>
--	---

	<p>5e bouton : active le mode permettant de déplacer l'attribution d'un module (par glisser-déposer), ou d'échanger deux modules.</p> <p>Dernier bouton : désélectionne toutes les tables ayant été multi-sélectionnées avec Shift+clac.</p>
--	---

11.8 Calcul des ombrages en 3D

Cet outil est pédagogique et permet de visualiser l'animation des ombrages sur le système PV au cours d'une journée sélectionnée (sous conditions de ciel clair).

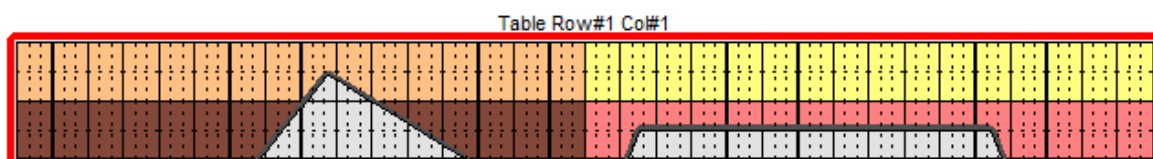
⚠ Cet outil est uniquement informatif et n'est pas nécessaire à l'exécution de la simulation.

11.8.1 Utilisation de l'outil d'animation des ombrages

Une fois que la disposition des modules est entièrement définie et prête pour la simulation, cette page peut être ouverte.

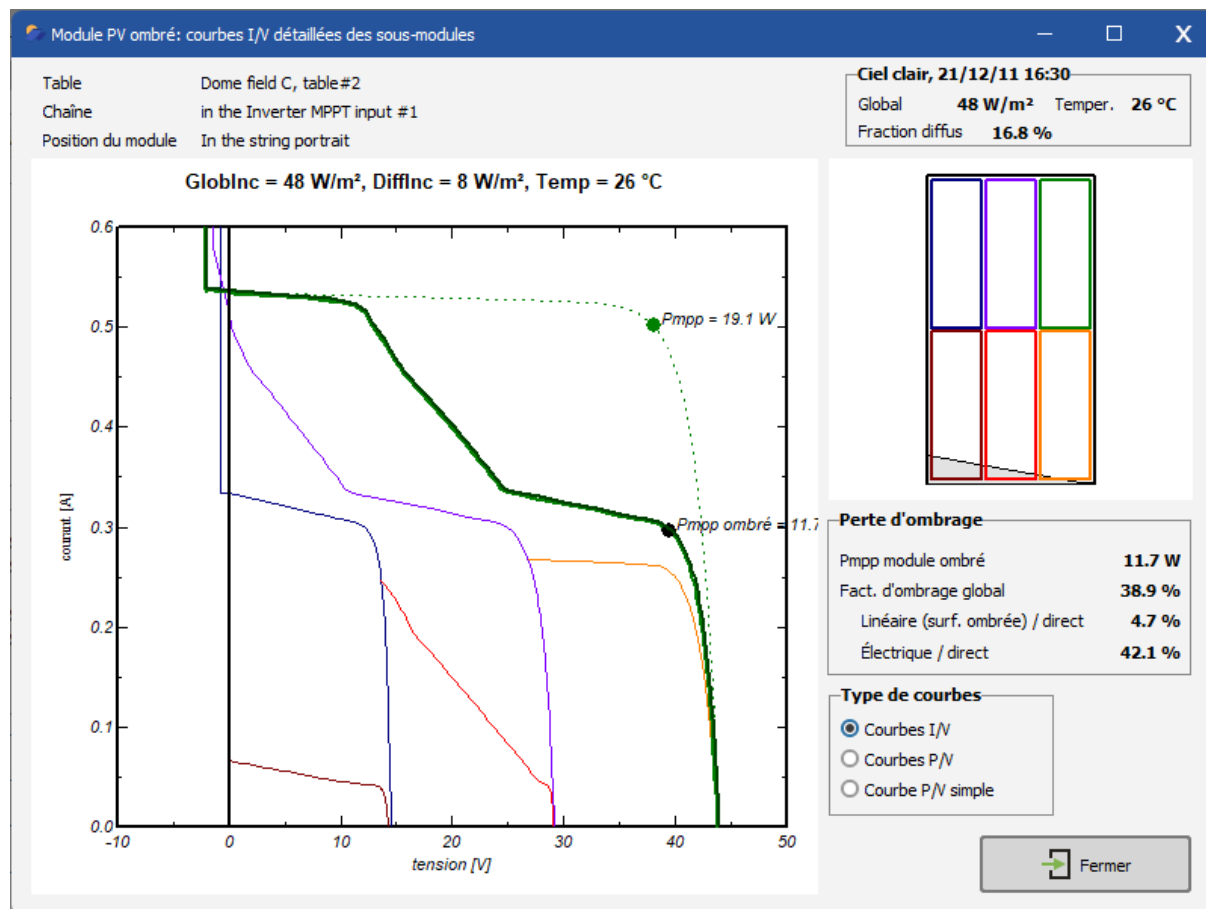
1. **Cliquer sur "Calculer"**
→ Lance l'animation des ombrages sur les tables du système, pour l'onduleur sélectionné.
2. Utiliser la barre de défilement → Permet d'observer l'évolution des ombrages par quart d'heure.

Exemple : Une table équipée de modules à demi-cellules coupées en portrait présente un ombrage partiel.



11.8.2 Effet de l'ombrage sur un module (ou un optimiseur)

Un clic droit sur un module partiellement ombragé (ou sur n'importe quel module) permet d'afficher son comportement électrique à travers sa courbe I/V.



Comportement d'un module à demi-cellules coupées (Twin half-cut cells)

- **Premier sous-module** (bas gauche, rouge) : partiellement ombragé → sa courbe I/V correspond uniquement au diffus.
- **Deuxième sous-module** (haut gauche, bleu) : non ombragé → son courant complet s'ajoute à celui du premier.
- **Sous-modules centraux** (brun et violet) : même situation, leurs courants s'additionnent → même courbe I/V.
- Les **tensions** de ces courbes (identiques ici) doivent être additionnées (courbes brune et violette).
- Enfin, les **sous-modules droits** (orange et vert) : non ombragés, leur courbe I/V est une courbe normale en courant plein. En ajoutant leurs tensions aux sous-modules précédents, on obtient la **courbe résultante** (vert/noir).

➔ Pour chaque valeur de courant, la tension résultante correspond bien à la somme des tensions des courbes précédentes + celle de la courbe « normale ».

⚠ Vous pouvez aussi visualiser ces comportements en **courbes P/V**, mais leur interprétation est moins évidente.

11.8.3 Calcul des pertes électriques dues à l'ombrage

La courbe résultante correspond à la **courbe I/V réelle du module**.

- Ici, **Pmpp ombré = 78,5 W**.
- Le **Pmpp du module non ombré = 125,1 W**.
- La perte totale d'ombrage est donc : **78,5 / 125,1*100 = 37,2 %**.

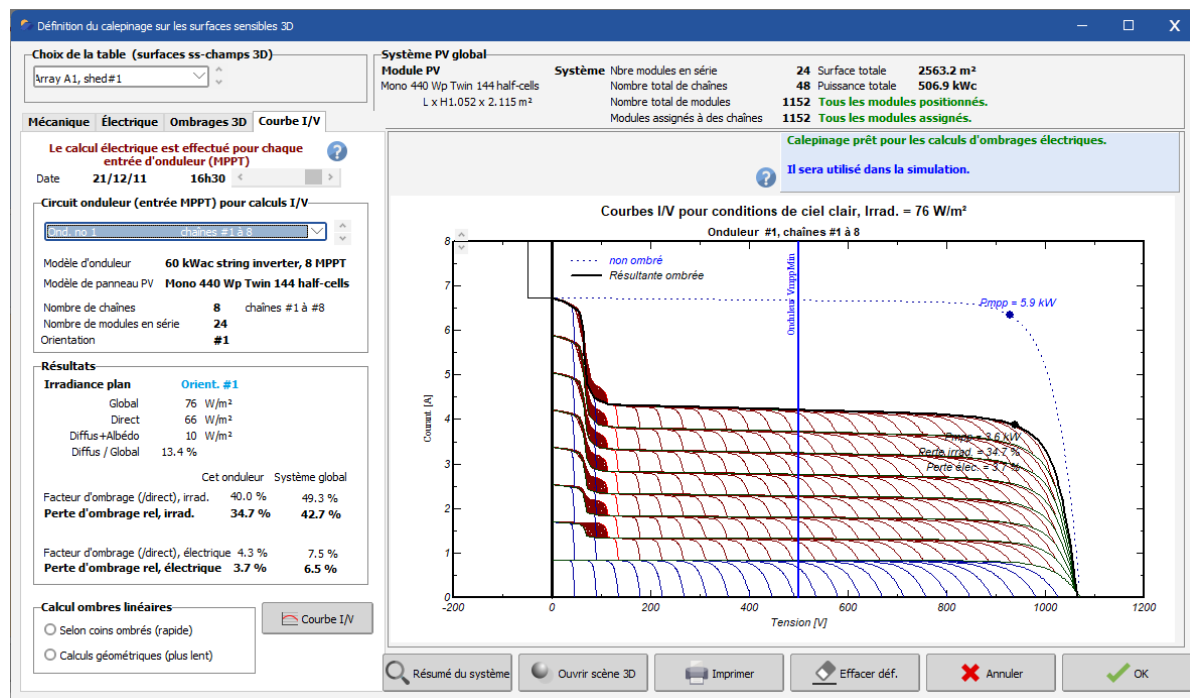
Dans ce cas :

- La perte « linéaire » d'ombrage (rapport de la surface ombragée appliqué à la composante directe du rayonnement, donc le déficit d'irradiance) est de **7 %**.
- Le **facteur de pertes électriques** (mismatch I/V) est donc :

$$37,2 \% - 7,0 \% = 30,2 \%$$

11.9 Courbes I/V d'une entrée MPPT

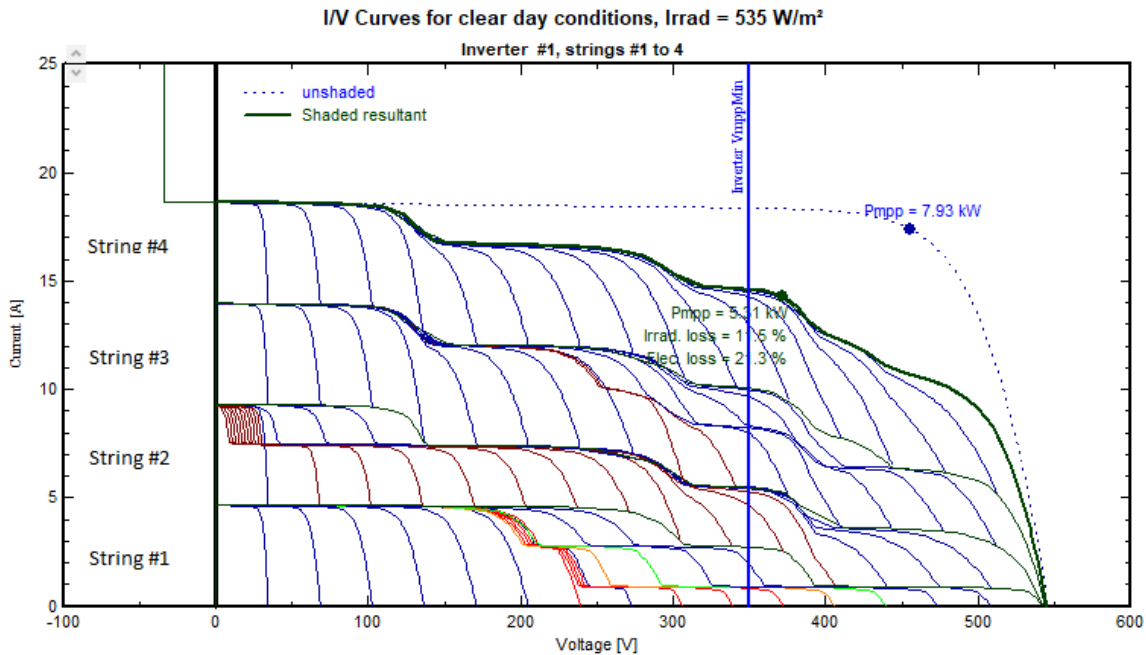
Il s'agit d'un **outil pédagogique** qui montre les courbes I/V complètes d'un sous-champ connecté à une entrée MPPT..



Après avoir lancé l'animation des ombrages, il est possible d'analyser la combinaison des courbes I/V pour une heure et une entrée MPPT spécifiques.

11.9.1 Analyse des courbes I/V d'un MPPT

L'exemple présenté ici reprend la situation de la page précédente, avec des modules Twin-half-cut cells et 4 chaînes sur une table.



Construction des courbes I/V

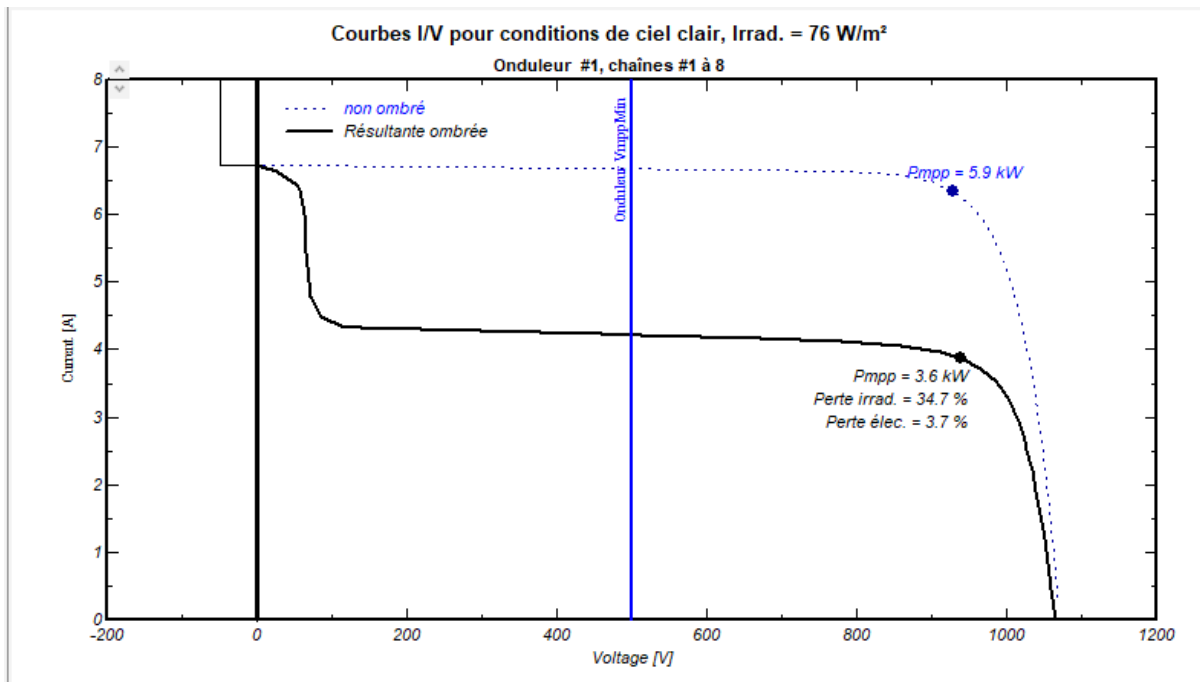
- Chaque courbe I/V de chaîne est obtenue en additionnant les tensions de chaque module.
- Les 4 chaînes sont en parallèle → Le courant total est obtenu par addition des courants.
- Les chaînes #1 et #2 sont scindées en raison de l'utilisation de modules Twin-half-cut cells.

Effet des ombrages sur les courbes I/V

- Ombrage du toit sur la première chaîne
 - Les sous-modules rouges sont ombragés et inactifs pour le rayonnement direct.
 - Ces sous-modules passent en polarisation inverse → Activation des diodes by-pass.
 - Ombrage d'un objet rectangulaire sur la deuxième chaîne
- Les sous-modules marron (à gauche) sont touchés.
 - Même phénomène : les diodes by-pass s'activent pour éviter un blocage du courant.
- Sous-modules à faible courant sur la première chaîne
 - Les tensions élevées correspondent à l'effet du rayonnement diffus restant.
 - Comme la tension a été réduite par l'activation des diodes by-pass (ombre sur le rayonnement direct), le module fonctionne uniquement sur le rayonnement diffus.

11.9.2 Calcul du facteur d'ombrage

L'objectif de cette construction est d'obtenir la **courbe I/V résultante du champ**.



L'onduleur choisira le **point de puissance maximale (MPP)** sur cette courbe.

⚠ Si la tension du MPP est inférieure à la tension minimale de suivi MPP de l'onduleur, le point de fonctionnement sera **bridé** à cette valeur (ou fixé sur un éventuel **MPP secondaire**, selon lequel donne la puissance la plus élevée).

11.10 Effet des diodes by-pass et de l'ombrage

11.10.1 Contexte

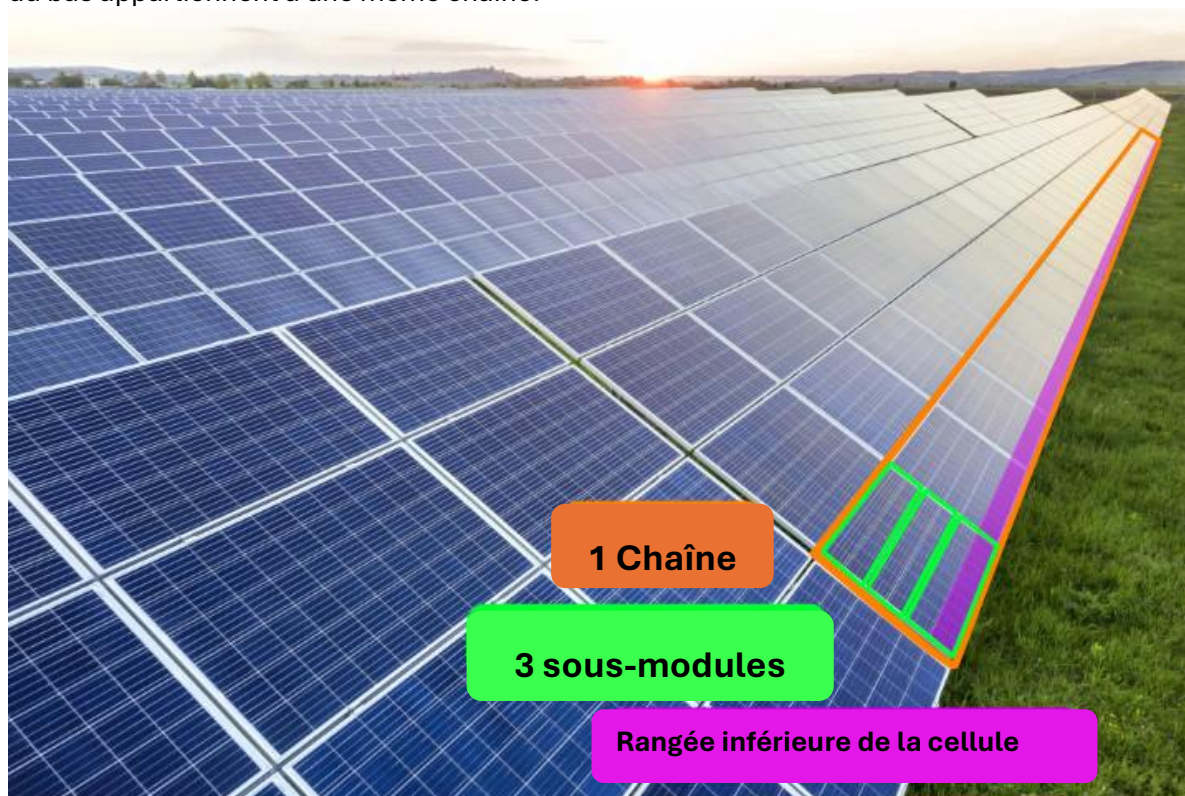
Considérons une disposition en rangées de tables PV (fixes ou sur trackers).

Dans ce cas, lorsqu'une rangée projette son ombre sur la suivante, ce sont principalement les **sous-modules inférieurs**, et plus particulièrement la rangée de cellules du bas des modules partiellement ombragés, qui sont affectés.

Un **sous-module** correspond à l'ensemble de cellules protégées par une diode by-pass.

Dans la plupart des modules (60 ou 72 cellules), il y a **3 diodes by-pass**, donc 3 sous-modules, généralement disposés en longueur dans le module.

Supposons que les modules soient installés en **paysage**, et que tous les modules de la rangée du bas appartiennent à une même chaîne.



On pense souvent que, lors d'ombrages mutuels, si seul le sous-module inférieur (ou uniquement la rangée de cellules du bas) est ombragé, les **diodes by-pass** limitent la perte électrique à ce sous-module. Autrement dit, la production électrique de la chaîne resterait à **2/3 de sa production normale**.

Ce n'est **pas forcément vrai** !

Quand la rangée du bas est ombragée, selon les interconnexions de l'ensemble, c'est **toute la contribution du rayonnement direct sur la chaîne complète** qui peut être compromise, et non seulement 1/3.

Pour comprendre cela, observons les pertes d'ombrage sur un graphique.

11.10.2 Pertes d'ombrage en fonction du nombre de sous-modules ombragés

Le graphique suivant montre le **pourcentage de pertes d'ombrage**, normalisé à la production d'une chaîne non ombragée, par ciel clair, en fonction du nombre de sous-modules ombragés.

Ce calcul inclut à la fois :

- la perte d'irradiance,
- et les pertes électriques par mismatch.

11.10.3 Cas 1 - Une seule chaîne sur un MPPT

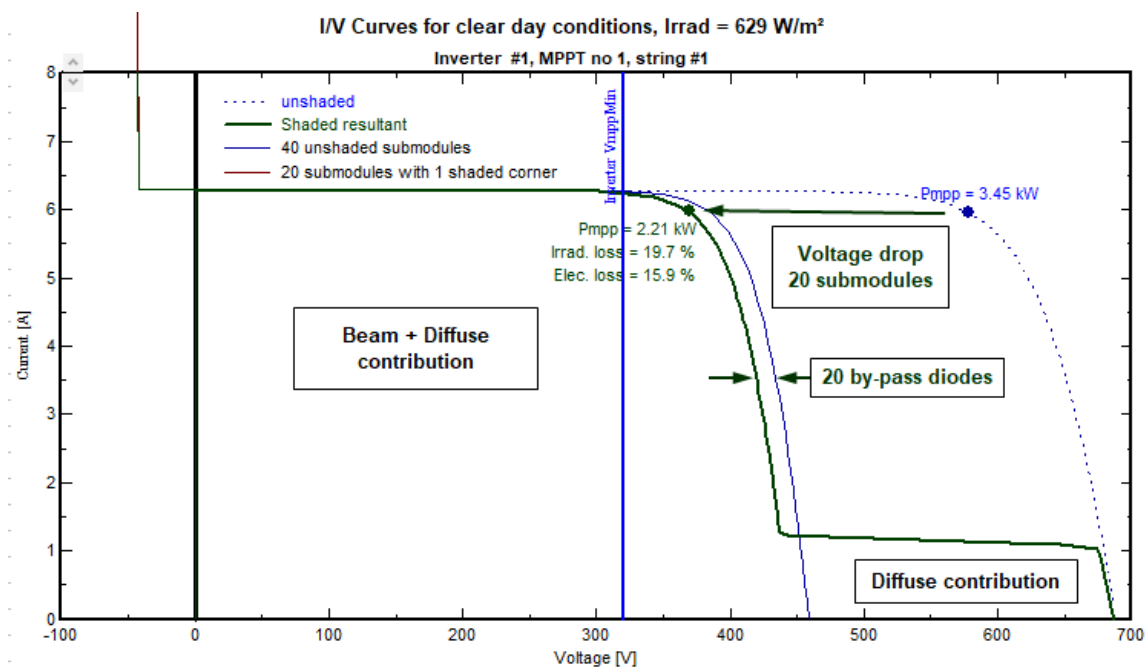
Lorsqu'il n'y a qu'une seule chaîne sur l'entrée de l'onduleur (ou lorsque toutes les chaînes de cette entrée sont ombragées de la même manière), la puissance maximale correspond approximativement au **Pmpp** des sous-modules non ombragés, d'après leurs courbes I/V.

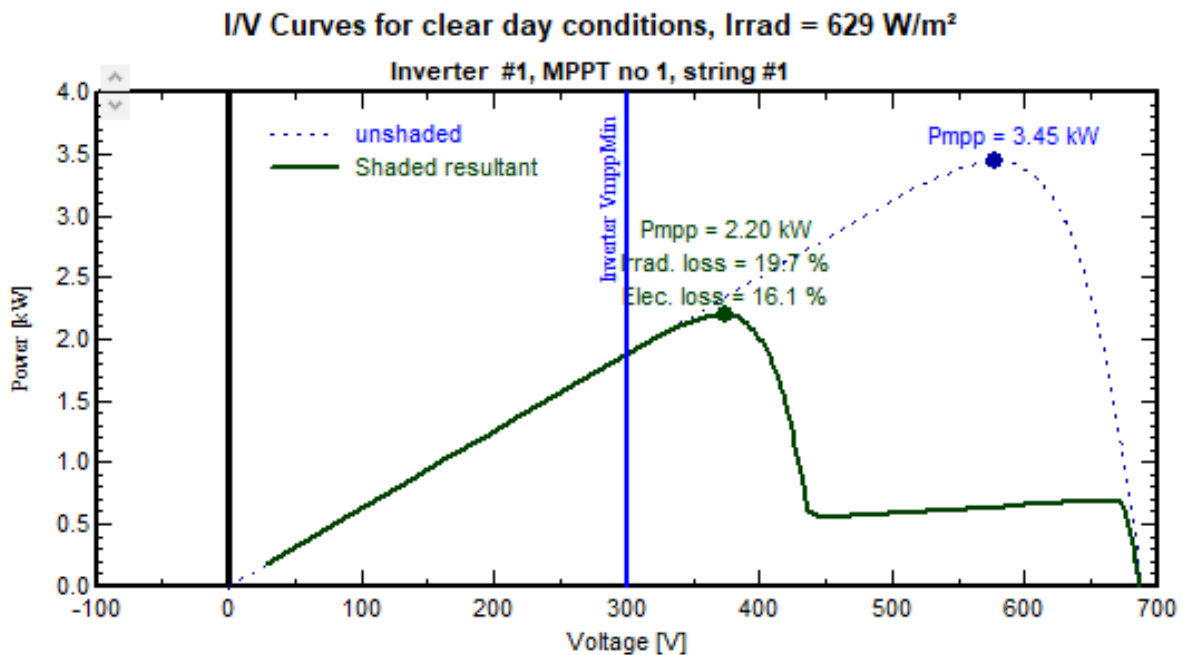
Cela signifie que si l'on ombrage 1/3 des sous-modules, le **Pmpp ombré** sera environ égal à **1/3 du Pmpp non ombré**.

Cependant, ce n'est pas tout à fait exact : pour chaque sous-module ombragé, la **diode by-pass** s'active, entraînant une chute de tension et donc une perte de puissance. Sur le graphique ci-dessus, cette perte liée aux diodes explique l'écart entre :

- la **courbe bleue** (facteur de perte réel),
- et la **droite noire en pointillés** qui représente la proportion théorique de sous-modules ombragés.

Sur le graphique ci-dessous, la **courbe I/V bleue** correspond aux 40 sous-modules non ombragés, et la **courbe résultante verte** montre la chute de tension.





NB1 : Si la tension au MPP ombré (**V_{mp}**) est inférieure à la tension minimale de l'onduleur (**V_{mp},min**, ligne verticale bleue), alors le point de fonctionnement se situe à l'intersection de cette ligne de tension et de la courbe I/V.

Cela a pour effet de **déplacer le point de fonctionnement vers des tensions plus élevées**, où la puissance chute rapidement, jusqu'à la partie de la courbe I/V correspondant à la contribution diffuse.

→ L'avantage de la configuration **1 chaîne par MPPT** peut donc être compromis par la plage de tension de l'onduleur.

Pour tirer pleinement parti de la configuration « 1 chaîne par MPPT », l'onduleur doit accepter une **large plage de tension**.

NB2 : Ce raisonnement reste valable lorsque plusieurs chaînes d'une même entrée MPPT subissent **le même ombrage**.

Dans le graphique correspondant, cela revient à additionner en courant plusieurs caractéristiques I/V identiques.

Il peut donc être intéressant de **connecter toutes les chaînes d'un même onduleur à une même rangée** (ombragée de manière identique) répartie sur différentes tables.

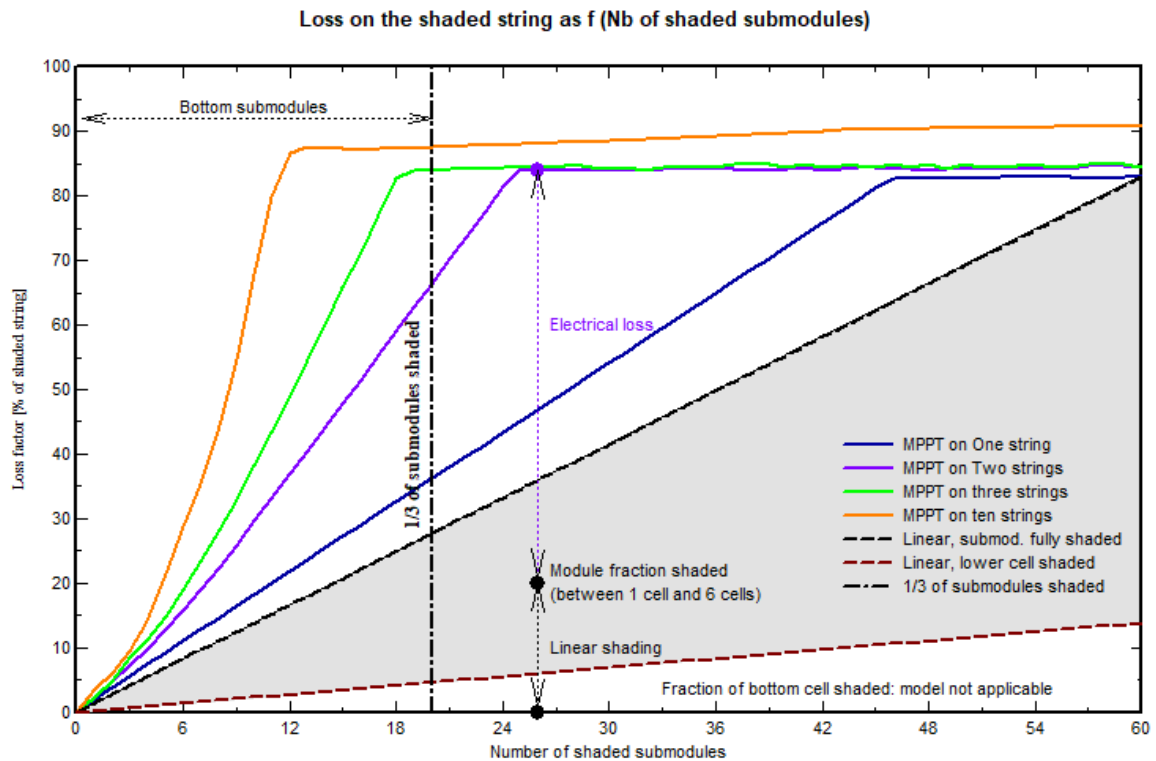
→ Cela permet de **concentrer les pertes d'ombrage sur un seul MPPT**, en laissant les autres intacts.

Cette configuration est envisageable uniquement avec des **onduleurs string** comportant 2 ou 3 chaînes par MPPT. Sinon, les longueurs de câblage des chaînes deviendraient trop importantes.

Dans l'outil *Calepinage*, l'outil automatique « **Attribution automatique de chaînes aux modules** » permet cette configuration : il s'agit de l'option **Même ligne par MPPT**.

11.10.3.1 Trois chaînes sur un seul MPPT

Sur le graphique pertes d'ombrage en fonction du nombre de sous-modules ombragés, ci-dessous :



On observe qu’avec **3 chaînes (courbe verte)**, la perte d’ombrage est déjà maximale lorsque seulement **1/3 des sous-modules** est partiellement ombragé.

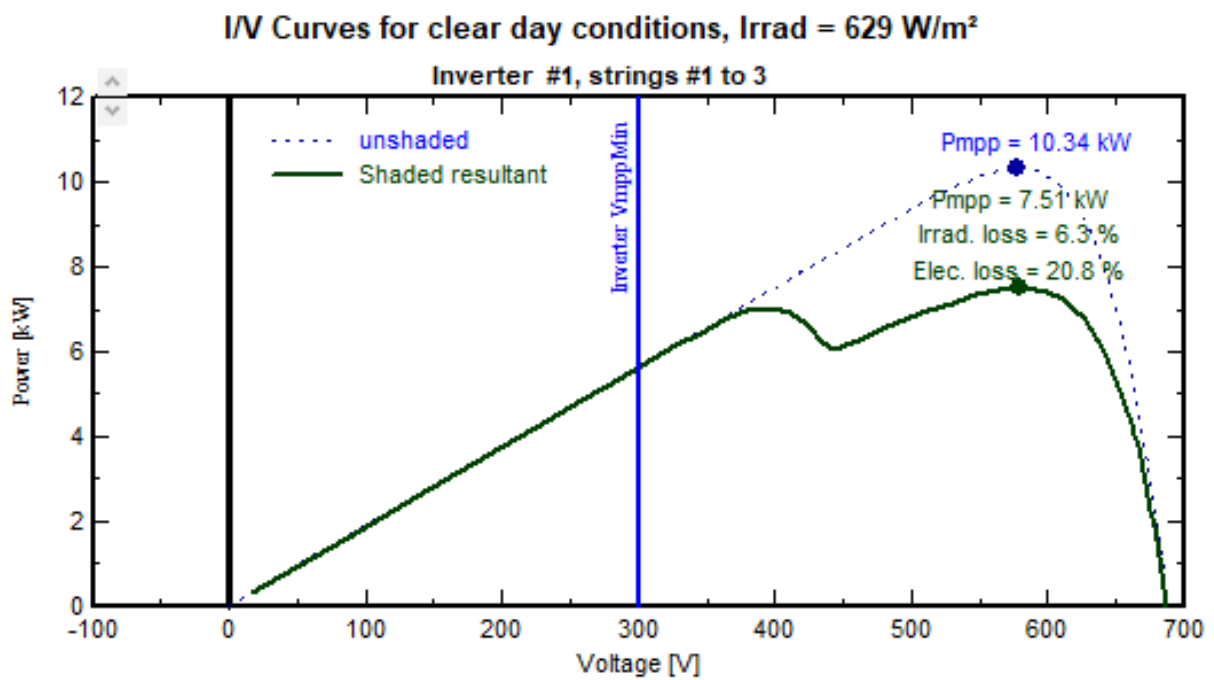
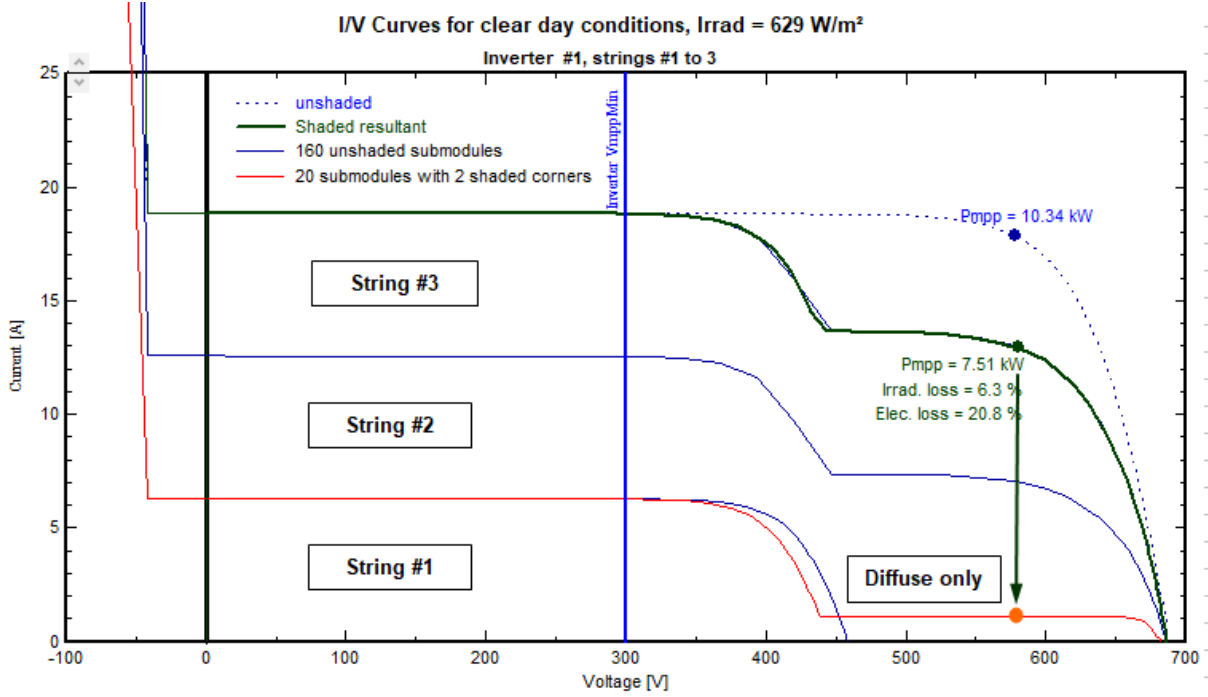
Cela correspond aux courbes I/V suivantes :

- la première chaîne partiellement ombragée est identique au cas précédent,
- mais les 2 chaînes non ombragées, connectées en parallèle, modifient la courbe résultante, et en particulier le **point de puissance maximale (MPP)**.

➡ Désormais, le MPP impose la tension à toutes les chaînes connectées en parallèle, et le point de fonctionnement de la chaîne ombragée ne correspond plus qu’à la **contribution diffuse résiduelle**.

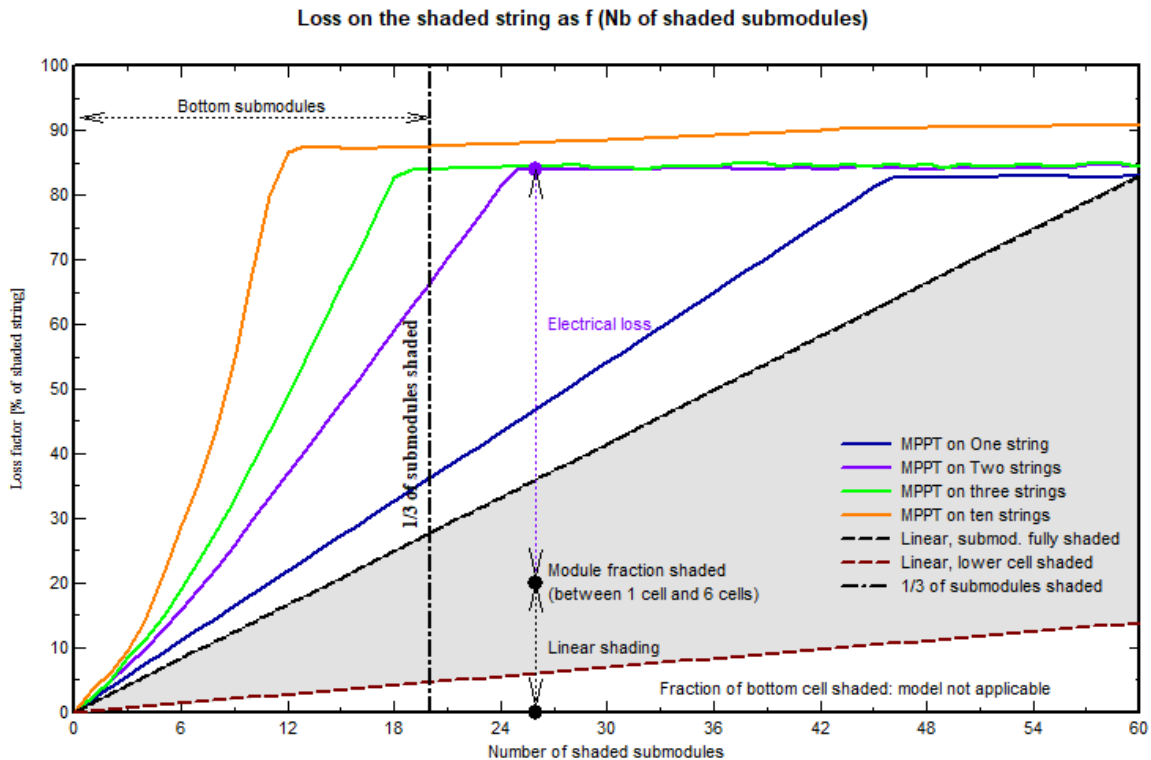
Ceci explique l’affirmation précédente : la contribution du rayonnement direct de la chaîne partiellement ombragée est **nulle** !

NB : Dans cette situation, le MPP n’est pas très sensible à la limitation de l’onduleur par **V_{mpp,min}**.



11.10.3.2 Interprétation du graphique perte ombrage en fonction du nombre de sous-modules ombragés

Sur ce graphique (perte d'ombrage en fonction du nombre de sous-modules ombragés) :



- les **parties croissantes** des courbes correspondent à la situation où le **premier MPP** est supérieur au MPP secondaire lié à la contribution diffuse ;
- le **plateau** débute lorsque le maximum se situe sur la partie diffuse (cf. graphique précédent).

Dans cette situation, on observe qu'avec la configuration **2 chaînes** (courbe violette), une partie de la contribution du rayonnement direct subsiste encore.

Ce graphique a été établi avec une contribution diffuse de **15 %**.

Lorsque la contribution directe diminue :

- le plateau diffus est atteint plus rapidement,
- les pertes normalisées (par rapport à la contribution directe, elle-même décroissante) augmentent,
- mais le **facteur de perte total** peut en réalité diminuer.

La **zone grise** du graphique correspond à la **fraction linéairement ombragée** :

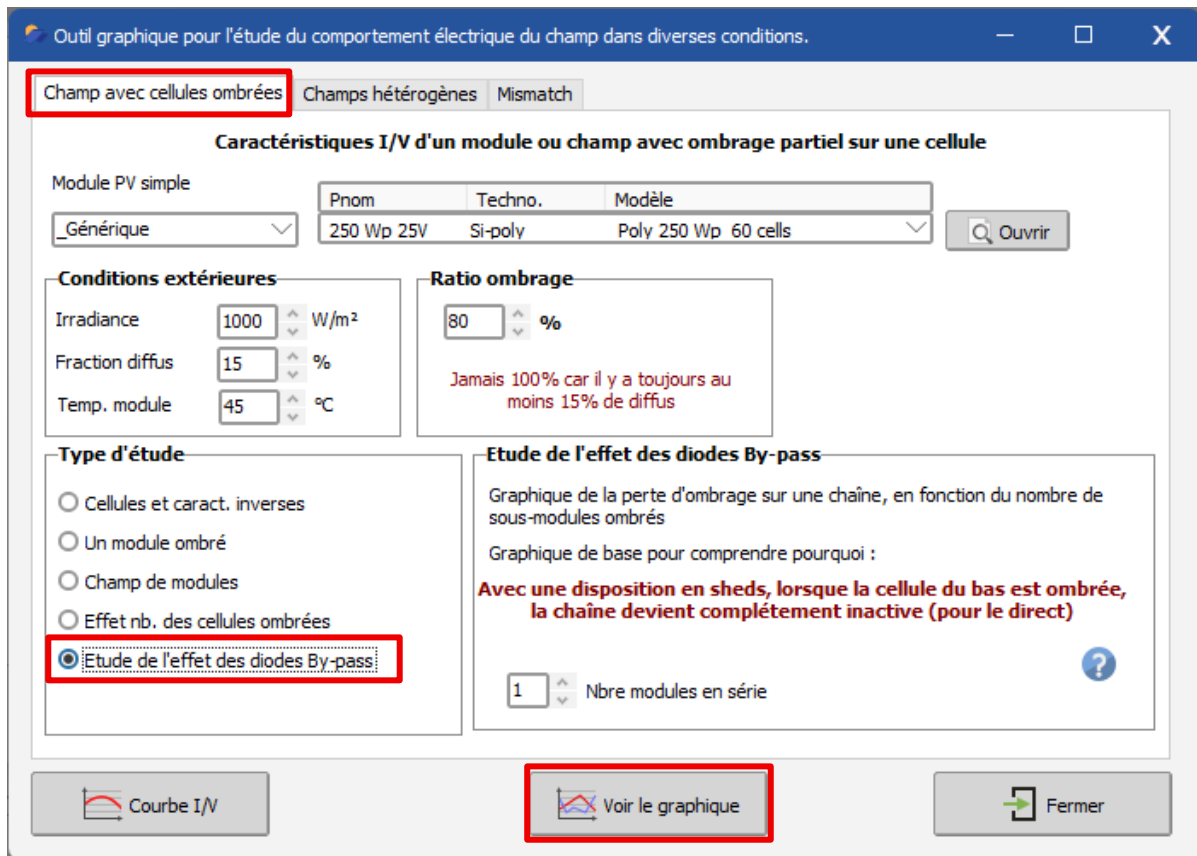
- la **ligne inférieure** représente le cas où seule la cellule du bas est ombragée ($\approx 1/6$ du module complet),
- la **ligne pointillée supérieure** correspond au cas où chaque module concerné est entièrement ombragé.

La perte d'ombrage — calculée à partir des courbes I/V — correspond donc à la somme de :

- la **perte linéaire** (fraction effectivement ombragée de chaque sous-module),
- et la **perte électrique**, qui constitue le complément.

La perte électrique est maximale lorsque **seule la cellule du bas est ombragée**.

Dans PVsyst, on peut obtenir ce diagramme via le menu : **Outils>Comportement électrique panneaux PV>Champ avec cellules ombrées>Etude de l'effet des diodes By-pass**



Le calcul des pertes électriques est fait précisément en tenant compte des sous-modules.

12 Evaluation économique

Après la simulation, vous pouvez effectuer une **évaluation économique du système**, en vous basant sur les paramètres définis ainsi que sur les résultats obtenus. Cet outil économique est accessible depuis la boîte de dialogue « **Project** ». Il vous permet de définir :

- les **coûts initiaux d'installation**,
- les **coûts d'exploitation annuels**,
- et de calculer ainsi le **coût nivelé de l'énergie (LCOE, Levelized Cost Of Energy)**.

En croisant ces données aux paramètres financiers et aux tarifs, l'outil peut estimer la **rentabilité sur le long terme**. Il fournit également des indicateurs financiers détaillés :

- **ROI (Return On Investment)**,
- **délai de retour sur investissement (payback period)**
- **VAN (Valeur Nette Actualisée – NPV, Net Present Value)**

The screenshot displays the 'Evaluation économique' software interface. At the top, there are two summary boxes: 'Résumé du système' and 'Résumé financier'. Below these are navigation tabs for 'Investissement et charges', 'Paramètres financiers', 'Vente d'électricité', 'Economie autoconsommation', 'Résultats financiers', and 'Balance carbone'. The main area is divided into 'Valeurs' (Global, par Wc, par m²) and 'Monnaie' (USD - United States Dollar). The 'Coûts d'installation' table lists items like Modules PV, Onduleurs, Batteries, and others with their quantities, unit prices, and totals. The 'Coûts d'exploitation (annuel)' table lists annual costs such as Entretien, Location du terrain, Assurance, and Taxes. At the bottom, there are buttons for 'Résumé du système', 'Annuler', and 'OK'.

Description	Quantité	Prix unitaire	Total	
Modules PV			213 120.00	USD
Onduleurs			20 400.00	USD
Batteries	200.00	2 250.00	450 000.00	USD
Autres composants			4 221.77	USD
Etudes et analyses			1 835.55	USD
Installation			38 240.63	USD
Assurance			7 000.00	USD
Coûts fonciers			1 529.63	USD
Frais bancaires emprunt	0.00	0.00	0.00	USD
Taxes			33 682.34	USD
Coût total d'installation			770 029.91	USD
Dont amortissable			684 376.59	USD

Description	Coût annuel	
Entretien	49 669.24	USD
Location du terrain	0.00	USD
Assurance	0.00	USD
Frais bancaires	0.00	USD
Frais administratifs, com...	0.00	USD
Taxes	305.93	USD
Subventions	-	USD
Coûts d'exploitation (OPEX)		49 975.17 USD/an

12.1 Coûts d'installation et de fonctionnement

Le dialogue des coûts, dans l'évaluation économique, vous permet de définir toutes les **dépenses initiales** (installation) et les **coûts de fonctionnement annuels** du système. L'objectif est de calculer l'investissement total, le coût annuel moyen et le coût de l'énergie produite (LCOE).

Les coûts peuvent être spécifiés globalement, à l'unité, par puissance installée (Wc) ou par surface (m²). Vous pouvez utiliser n'importe quelle devise ; il est possible de basculer entre différentes monnaies grâce à une liste déroulante. Le bouton "**Rates**" (Taux) permet d'ajuster les taux de change : vous pouvez choisir une devise de référence, modifier manuellement les taux ou les télécharger depuis Internet, et même ajouter de nouvelles monnaies.

12.1.1 Coûts d'installation

Cette section inclut les coûts directs et indirects liés à l'installation du système, tels que:

- les composants (modules, onduleurs, batteries, pompes, contrôleurs, générateur),
- les frais d'études et d'analyses,
- les frais administratifs (raccordement au réseau, frais bancaires, autorisations, taxes),
- les assurances, le terrain, les crédits de substitution et les subventions.

Le nombre et le type de composants PV impliqués sont mis à jour automatiquement à partir des paramètres de simulation.

Coûts d'installation

Description	Quantité	Prix unitaire	Total	
Modules PV			213 120.00	USD
Mono 440 Wp Twin 144 half-...	1152.00	140.00	161 280.00	USD
Supports des modules	1152.00	45.00	51 840.00	USD
Onduleurs			20 400.00	USD
60 kWac string inverter, 8 M...	6.00	3 400.00	20 400.00	USD
Batteries	200.00	2 250.00	450 000.00	USD
Autres composants			4 221.77	USD
Accessoires, fixation, visserie	1.00	856.59	856.59	USD
Câblage	1.00	1 713.18	1 713.18	USD
Boîte de jonction	1.00	978.96	978.96	USD
Système de surveillance, écr...	1.00	673.04	673.04	USD
Système de mesure, pyrano...	0.00	0.00	0.00	USD
Parafoudre	0.00	0.00	0.00	USD
Etudes et analyses			1 835.55	USD
Ingénierie	1.00	1 223.70	1 223.70	USD
Permis et autres frais admin...	1.00	305.93	305.93	USD
Etudes environnementales	1.00	244.74	244.74	USD
Analyse économique	1.00	61.19	61.19	USD
Installation			38 240.63	USD
Coût d'installation globale p...	1152.00	30.59	35 242.56	USD
Coût d'installation globale p...	6.00	367.11	2 202.66	USD
Transport	1.00	305.93	305.93	USD
Réglages	1.00	244.74	244.74	USD
Connexion au réseau	1.00	244.74	244.74	USD
Assurance			7 000.00	USD
Assurance des bâtiments	1.00	5 000.00	5 000.00	USD
Assurance du transport	1.00	2 000.00	2 000.00	USD
Assurance responsabilité	0.00	0.00	0.00	USD
Assurance retard de démarr...	0.00	0.00	0.00	USD
Coûts fonciers			1 529.63	USD
Frais bancaires emprunt	0.00	0.00	0.00	USD
Taxes			33 682.34	USD
TVA (%)	18.00 %	de 183 555.00	33 039.90	USD
Taxes fédérales (%)	0.00 %	de 0.00	0.00	USD
Taxes régionales (%)	0.00 %	de 0.00	0.00	USD
Taxes locales (%)	0.00 %	de 0.00	0.00	USD
Autres taxes (%)	1.50 %	de 42 829.50	642.44	USD
Coût total d'installation			770 029.91	USD
Dont amortissable			684 376.59	USD

12.1.2 Actif amortissable

L'amortissement est une méthode comptable qui répartit le coût d'un actif tangible sur sa durée de vie utile, réduisant ainsi l'assiette imposable chaque année.

Trois méthodes sont disponibles :

- **Aucune** : l'amortissement n'est pas pris en compte pour les résultats financiers.
- **Linéaire** : la valeur de l'actif diminue uniformément chaque année jusqu'à sa valeur résiduelle. ²

- Formule :

$$\text{Amortissement annuel} = \frac{\text{Actif amortissable} - \text{Valeur résiduelle}}{\text{Durée d'amortissement}}$$

- Exemple : un actif de 120 000 \$ avec une valeur résiduelle de 20 000 \$ sur 10 ans donne 10 000 \$ d'amortissement annuel.
- **Dégressif** : amortissement accéléré, avec des montants plus élevés au début, décroissant ensuite. Il s'appuie sur un coefficient multiplié par le taux linéaire ; lorsqu'il devient inférieur à l'amortissement linéaire :

Taux d'amortissement linéaire = 1 / Durée de vie du projet

Taux d'amortissement dégressif = Taux linéaire × Coefficient d'amortissement

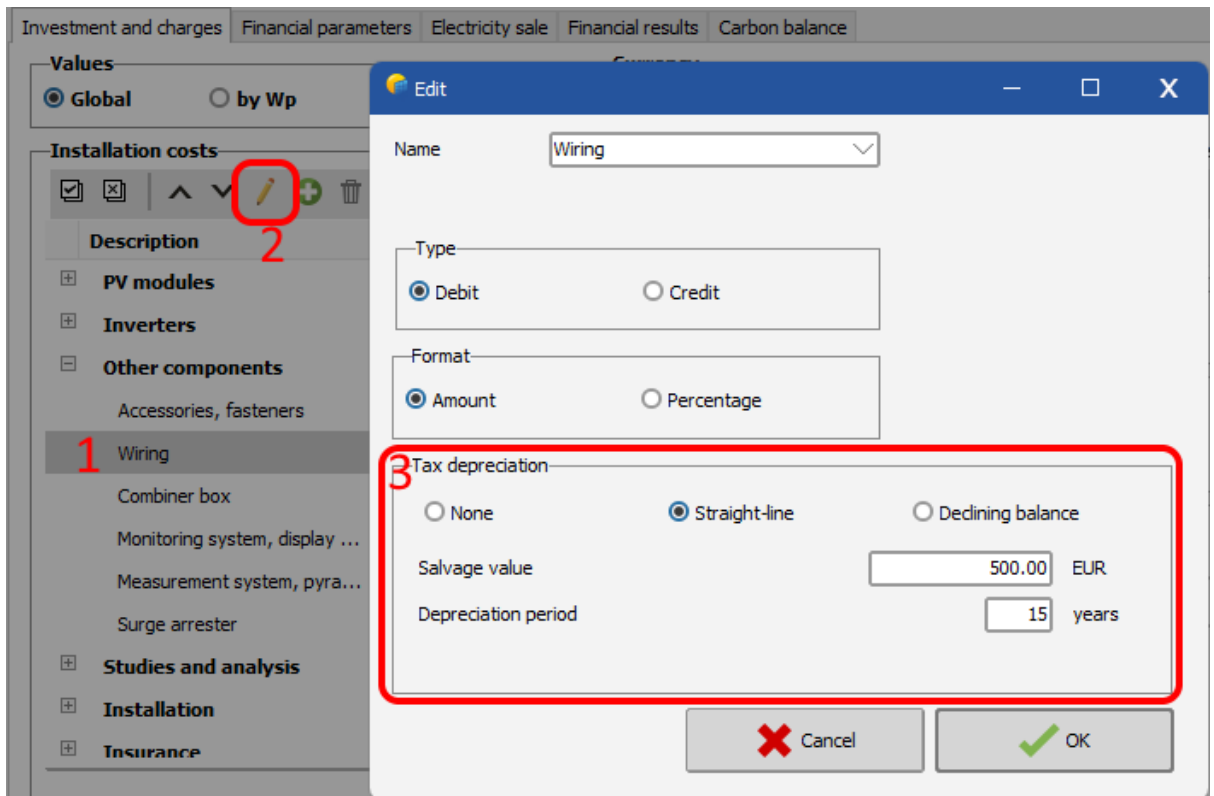
Dotation annuelle aux amortissements pour l'année t = Valeur résiduelle de l'actif à l'année t × Taux dégressif

Lorsque la dotation aux amortissements calculée par la méthode dégressive devient inférieure à celle obtenue par la méthode linéaire, alors la méthode linéaire est appliquée pour les dernières années du projet.

Dans PVsyst, les coûts des composants et accessoires sont considérés comme amortissables par défaut.

Pour définir les paramètres d'amortissement de chaque actif :

1. Cliquez sur un **coût** pour le sélectionner.
2. Cliquez sur le bouton **Éditer** (icône en forme de crayon).
3. Dans la fenêtre qui s'ouvre, choisissez une **méthode d'amortissement** (linéaire ou dégressif), selon la réglementation fiscale de votre pays.
4. Indiquez la **valeur résiduelle** (valeur estimée de l'actif en fin de projet).
5. Définissez la **durée d'amortissement** (période pendant laquelle l'actif est considéré comme utile). Chaque actif a une durée spécifique définie par votre système fiscal.
6. Cliquez sur **OK** pour valider.



12.1.3 Ajouter / Supprimer / Mettre à jour les coûts

La liste prédéfinie des coûts est **entièrement personnalisable** afin de prendre en compte tout coût spécifique à votre système qui n'apparaîtrait pas dans la liste par défaut.

Vous pouvez **ajouter, supprimer, réorganiser ou renommer** les coûts.

Vous pouvez aussi enregistrer la liste définie comme **modèle**, afin de la réutiliser dans un autre projet.

Boutons disponibles



Tout sélectionner

Sélectionne tous les coûts d'investissement pour suppression, édition ou déplacement.



Tout désélectionner

Désélectionne tous les coûts choisis. Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Monter

Remonte les coûts sélectionnés.



L'ordre affiché dans la liste est celui qui sera utilisé dans le rapport imprimé.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Descendre

Descend les coûts sélectionnés.



L'ordre affiché dans la liste est celui qui sera utilisé dans le rapport imprimé.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Mettre à jour un coût

Ouvre la fenêtre d'édition des coûts d'installation pour modifier les propriétés (nom, section, type) d'un coût sélectionné.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné ou si plusieurs coûts sont sélectionnés simultanément.



Nouveau coût

Ouvre la fenêtre d'édition des coûts d'installation pour ajouter un coût personnalisé qui n'existe pas dans la liste prédéfinie.



Supprimer un coût

Supprime les coûts d'installation sélectionnés de la liste.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Restaurer la liste

Restaure la liste des coûts d'installation par défaut de PVsyst.



Charger depuis un modèle

Charge une liste de coûts à partir d'un fichier modèle sauvegardé auparavant.



Sauvegarder comme modèle

Sauvegarde la liste des coûts d'installation définis dans un fichier modèle, afin de la réutiliser plus tard ou dans un autre projet.



Formulaire de composant

Permet de définir les prix pour chaque composant.

→ En cliquant, vous pouvez indiquer vos propres prix pour les composants utilisés (prix unitaire ou prix dégressif selon la quantité).

→ Ces prix peuvent être enregistrés dans votre bibliothèque de composants ou simplement gardés pour la session en cours (sans modifier la base de données).

→ Les prix peuvent aussi être définis globalement dans la boîte de dialogue de la **liste de prix** de la base de composants.

12.1.4 Coûts d'exploitation (annuel)

Cette section définit les **dépenses annuelles d'exploitation** du système.

Coûts d'exploitation (annuel)

Description	Coût annuel	
Entretien	49 669.24	USD
Provision remplacement...	2 040.00	USD
Salaires	1 101.33	USD
Réparations	500.00	USD
Nettoyage	0.00	USD
Fond de sécurité	1 027.91	USD
Provision remplacement...	45 000.00	USD
Location du terrain	0.00	USD
Assurance	0.00	USD
Assurance des installati...	0.00	USD
Assurance responsabilité	0.00	USD
Assurance interruption d...	0.00	USD
Assurance absence d'en...	0.00	USD
Assurance de l'emprunt	0.00	USD
Frais bancaires	0.00	USD
Frais administratifs, com...	0.00	USD
Taxes	305.93	USD
Taxes fédérales	0.00	USD
Taxes régionales	0.00	USD
Taxes locales	305.93	USD
Impôts fonciers	0.00	USD
Autres taxes	0.00	USD
Subventions	-	0.00 USD
Coûts d'exploitation (OPEX)	49 975.17	USD/an

La liste prédéfinie des coûts dépend du **type de système** :

- **Système raccordé au réseau**

Généralement très fiable, les coûts se limitent à une inspection annuelle, éventuellement au nettoyage des modules et aux frais d'assurance. Certains fournisseurs d'onduleurs proposent une garantie longue durée payante (incluant le remplacement), assimilable à une assurance.

- **Système autonome (off-grid)**

Il faut prévoir la maintenance et le remplacement périodique des batteries. Cette contribution est calculée par le programme en fonction de la durée de vie prévue du pack de batteries (issue de la simulation).

De plus, lorsqu'un générateur auxiliaire est utilisé, le programme calcule également le coût du carburant consommé.

- **Systèmes de pompage**

Il faut prévoir le remplacement des pompes (leur durée de vie étant généralement de quelques années), ainsi que des batteries si elles font partie du système.

➔ Comme pour les coûts d'installation, les coûts de fonctionnement sont **entièrement personnalisables** pour s'adapter aux besoins spécifiques de votre système.

La somme totale des coûts de fonctionnement est appelée **OPEX (Operational Expenditure)**.

Boutons disponibles



Tout sélectionner

Sélectionne tous les coûts d'exploitation pour suppression, édition ou déplacement.



Tout désélectionner

Désélectionne tous les coûts choisis. Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Monter

Remonte les coûts sélectionnés.



L'ordre affiché dans la liste est celui qui sera utilisé dans le rapport imprimé.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Descendre

Descend les coûts sélectionnés.



L'ordre affiché dans la liste est celui qui sera utilisé dans le rapport imprimé.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Mettre à jour un coût

Ouvre la fenêtre d'édition des coûts de fonctionnement pour modifier les propriétés (nom, section, type) d'un coût sélectionné.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné ou si plusieurs coûts sont sélectionnés en même temps.



Nouveau coût

Ouvre la fenêtre d'édition des coûts de fonctionnement pour ajouter un coût personnalisé qui n'existe pas dans la liste prédéfinie.



Supprimer un coût

Supprime les coûts de fonctionnement sélectionnés de la liste.

Bouton inactif si aucun coût n'est sélectionné.



Restaurer la liste

Restaure la liste des coûts de fonctionnement par défaut de PVsyst.



Charger depuis un modèle

Charge une liste de coûts de fonctionnement à partir d'un fichier modèle sauvegardé auparavant.



Sauvegarder comme modèle

Sauvegarde la liste définie des coûts de fonctionnement dans un fichier modèle, afin de la réutiliser plus tard ou dans un autre projet.

12.1.5 Résumé financier

Le coût annuel total est la somme des coûts d'exploitation et des annuités d'emprunt (définies dans les paramètres financiers).

Résumé financier	
Coûts d'installation	770 029.91 USD
Coût annuel total	91 796.67 USD/an
LCOE	0.1469 USD/kWh
Temps retour sur investissement	12.1 ans

C'est une **valeur moyenne annuelle** calculée sur toute la durée du projet, tenant compte de l'inflation si elle est définie.

Le **LCOE (Levelized Cost of Energy)** est le **coût du kWh produit**.

Il prend en compte la **valeur actualisée des flux de trésorerie futurs**, en appliquant un **taux d'actualisation**.

Formule utilisée dans PVsyst pour calculer le LCOE :

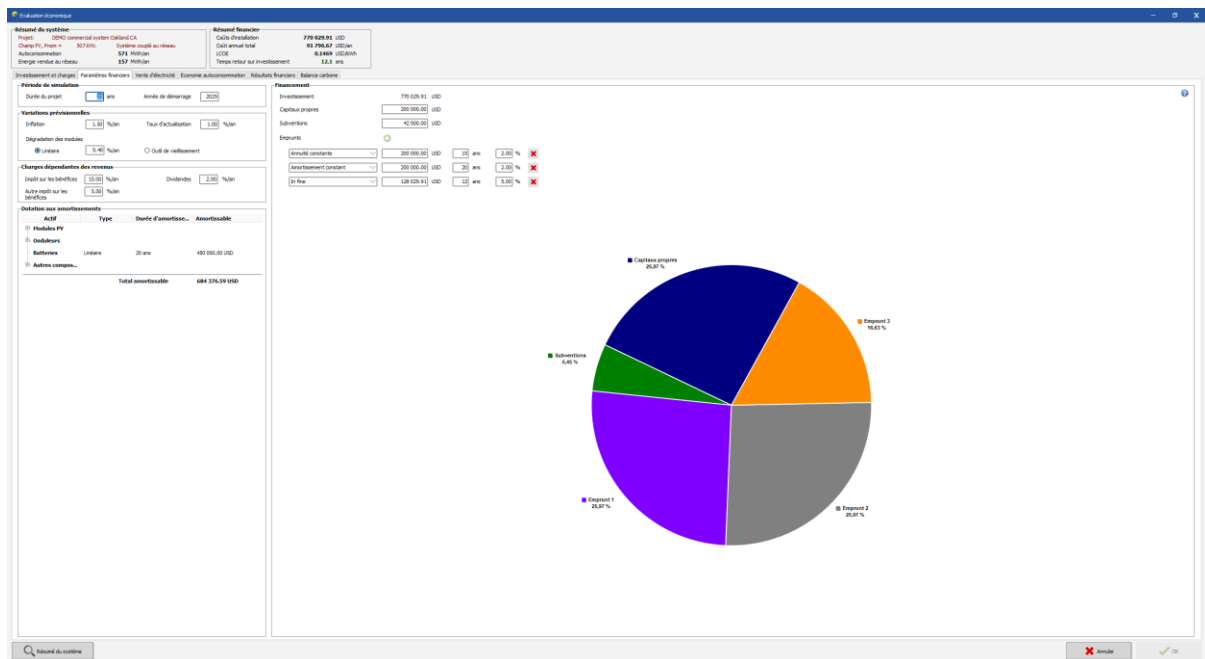
$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

où :

- I_t = Investissements et dépenses de l'année t
- M_t = Dépenses d'exploitation et de maintenance de l'année t
- E_t = Production électrique de l'année t
- r = Taux d'actualisation (rendement que l'on pourrait obtenir dans d'autres investissements alternatifs)
- n = Durée de vie du système

Le **Temps de retour sur investissement** est la durée nécessaire pour récupérer l'investissement initial.

12.2 Paramètres financiers



12.2.1 Période de simulation

Début du projet et durée de vie

Définissez quand commence le projet et sa durée totale.

12.2.2 Variation des coûts dans le temps

- **Inflation**
Taux annuel appliqué aux coûts de fonctionnement (**OPEX**) au fil du temps. Il peut accroître ou, s'il est négatif, diminuer les coûts (**déflation**).
- **Taux d'actualisation**
Sert à actualiser les flux futurs de revenus ou dépenses pour estimer leur valeur actuelle. Il est utilisé notamment dans le calcul du **LCOE (Levelized Cost of Energy)** et de la **VAN (Valeur Nette Actualisée)**.
- **Dégradation des modules**
Pour tenir compte de la **dégradation des panneaux** au fil du temps. Vous pouvez choisir un taux linéaire fixe ou utiliser les **résultats de l'outil vieillissement (aging tool)**, si une simulation avec cet outil a été réalisée au préalable.

12.2.3 Charges dépendantes des revenus

- **Impôt sur les bénéfices**
Pourcentage appliqué au **bénéfice imposable** chaque année.
- **Autre impôt sur les bénéfices**
Permet de gérer des systèmes avec plusieurs niveaux d'imposition (ex. fédéral + local).

- **Dividendes**

Pourcentage des bénéfices nets distribués aux actionnaires chaque année. Si l'exercice est déficitaire, aucun dividende n'est versé.

12.2.4 Dotation aux amortissements

Cette section liste les coûts d'installation amortissables et leur valeur totale amortissable sur toute la durée de vie du projet.

Vous trouverez la procédure pour définir l'amortissement de chaque actif dans la section **Investissement et charges**.

12.2.5 Financement

Vous pouvez définir les sources de financement du projet, réparties en trois catégories. Le total doit correspondre au coût d'installation :

- **Capitaux propres** : capitaux propres ou investissement externe.
- **Subventions** : fonds apportés par l'État ou un organisme public.
- **Emprunts** : jusqu'à trois prêts différents peuvent être définis, selon les modalités suivantes :

1. **Annuité constante**

$$\text{Annuité} = \frac{\text{Montant emprunté} \times \text{Taux}}{1 - (1 + \text{taux})^{-\text{temps d'année}}}$$

L'annuité (paiement annuel) reste constante, mais la part des intérêts diminue au fil du temps.

2. **Amortissement constant**

$$\text{Annuité } t_{\text{année}} = \frac{\text{Montant emprunté}}{\text{durée}} \times [1 + (\text{durée} - t) \times \text{taux}]$$

Le capital remboursé chaque année est constant. Les annuités diminuent en cours de période.

3. **In-fine**

$$\text{Annuité} = \text{Montant emprunté} \times \text{taux}$$

Seuls les intérêts sont payés chaque année, et le capital est remboursé en une seule fois à la fin.

12.3 Tarifs d'achat et autoconsommation

Cette section vous permet de définir la **stratégie tarifaire pour la vente d'électricité**. Elle sert à calculer les **revenus financiers sur la durée de vie du projet** et à évaluer sa rentabilité.

12.3.1 Tarif d'achat fixe

Cette pratique, courante notamment dans plusieurs pays européens, repose sur un achat par le gestionnaire du réseau de toute l'énergie produite. Le tarif d'achat est prévu par un contrat à long terme (généralement 20 ans), établi à la mise en service du système et **fixe pendant toute la durée du contrat**.

Dans PVsyst, l'option la plus simple permet de définir un **tarif d'achat unique et fixe** sur une période contractuelle déterminée. Il est également possible de prévoir :

- une taxe annuelle de raccordement,
- une variation tarifaire progressive chaque année,
- un tarif de vente modifié à la fin de la période contractuelle.

Comme cette période correspond souvent à la durée de remboursement de l'emprunt, **le solde annuel après cette période (même avec un tarif réduit) augmentera considérablement jusqu'à la fin de vie du système**.

12.3.2 Tarif tarifaire horaire / saisonnier — heures pleines / heures creuses

Dans certains pays, le tarif dépend de l'heure ou de la saison. PVsyst permet de définir des niveaux de tarif "Heures pleines" et "Heures creuses" pour des plages horaires spécifiques. Ces tarifs peuvent différer entre **été et hiver** (avec mois précisés).

Une fois la période de contrat préférentiel terminée, les tarifs finaux sont tous réduits selon un **même coefficient**.

12.3.3 Tarif horaire/journalier défini dans un fichier CSV

Pour des stratégies tarifaires plus complexes, où le prix de vente varie tout au long de l'année sans règle simple, vous pouvez **définir un tarif horaire pour toute l'année via un fichier CSV**. PVsyst propose une section dédiée pour vous guider dans sa préparation.

12.4 Économie d'autoconsommation

The screenshot shows the 'Economie autoconsommation' (Self-consumption economy) configuration window in PVsyst. The window is titled 'Evaluation économique' and contains several sections:

- Résumé du système**: Project: DEMO commercial system Oakland CA; Champ PV, Pnom = 507 kWc; Système couplé au réseau; Autoconsommation: 571 MWh/an; Energie vendue au réseau: 157 MWh/an.
- Résumé financier**: Coûts d'installation: 770 029.91 USD; Coût annuel total: 91 796.67 USD/an; LCOE: 0.1469 USD/kWh; Temps retour sur investissement: 18.2 ans.
- Mode de tarification**: Radio buttons for 'Tarif fixe', 'Tarif heures pleines / heures creuses' (selected), 'Tarif selon saison', and 'Tarifs depuis fichier CSV'. An 'Importer' button is also present.
- Tarif de consommation**: Fields for 'Tarif de conso. (heure pleine)' (0.20000 USD/kWh), 'Tarif de conso. (heure creuse)' (0.00000 USD/kWh), and 'Variation annuelle du tarif' (2.00 %/an).
- Heure d'été / d'hiver**: Checkboxes for 'Utiliser chgt. d'heure', and dropdown menus for 'Date de passage à l'heure d'hiver' (November 5) and 'Date de passage à l'heure d'été' (March 12).
- Définition des heures pleines / heures creuses**: A circular chart showing a 24-hour cycle. The top half (07:00-20:00) is orange, representing 'Tarif heure pleine'. The bottom half (20:00-07:00) is green, representing 'Tarif heure creuse'. The chart is divided into 1-hour segments labeled from 0H to 24H.

At the bottom, there is a search bar for 'Résumé du système', an 'Annuler' button, and an 'OK' button. A warning message in the top right corner reads: 'Veuillez définir les tarifs heures creuses/heures pleines'.

L'autoconsommation permet à l'installateur de **consommer directement sa production**, économisant ainsi sur sa facture. On définit :

- un **tarif de consommation interne** (ce que l'on aurait payé au réseau),
- un **tarif de vente pour le surplus** injecté.

Ce calcul nécessite que le **profil des besoins du consommateur** soit défini et calculé heure par heure, avec stockage de ces données sur toute la période. Ces tarifs peuvent aussi varier selon l'heure de la journée, et on peut prévoir une **évolution tarifaire annuelle** (ex. augmentation du tarif de consommation interne).

12.4.1 Heure d'été / Heure d'hiver (Daylight Saving Time – DST)

Cette information est nécessaire uniquement pour les stratégies **tarif de rachat**. Toutes les simulations de PVsyst se basent sur l'**heure d'hiver** du site géographique.

Pour les pays avec heure d'été, l'utilisateur doit fournir les **dates de passage été/hiver**, afin que le système sache si une heure simulée tombe en période pleine ou creuse.

12.5 Résultats financiers

12.5.1 Vue d'ensemble

Cette section résume la **rentabilité du système**. Les indicateurs majeurs présentés sont:

- la **valeur actuelle nette (VAN)**,
- le **délai de retour sur investissement**,
- le **taux de rentabilité interne (ROI)**.

Elle détaille également les **bilans annuels** entre les coûts (définis dans « Installation and operating costs ») et les revenus (déterminés selon la stratégie tarifaire choisie).

The screenshot displays the 'Evaluation économique' software interface. It is divided into several sections:

- Résumé du système:**
 - Projet: DEMO commercial system Oakland CA
 - Champ PV, Pnom = 507 kWc
 - Système couplé au réseau
 - Autoconsommation: 570 MWh/an
 - Energie vendue au réseau: 156 MWh/an
- Résumé financier:**
 - Coûts d'installation: 770 029.91 USD
 - Coût annuel total: 91 796.67 USD/an
 - LCOE: 0.1472 USD/kWh
 - Temps retour sur investissement: 18.3 ans
- Message d'avertissement:** 'Veuillez définir le tarif de consommation pour le calcul de l'économie d'autoconsommation'
- Navigation:** Investissement et charges, Paramètres financiers, Vente d'électricité, Economie autoconsommation, Résultats financiers, Balance carbone.
- Coûts d'installation (CAPEX):**
 - Coût total d'installation: 770 029.91 USD
 - Dont amortissable: 684 376.59 USD
- Financement:**
 - Capitaux propres: 200 000.00 USD
 - Subventions: 42 000.00 USD
 - Emprunts: 528 029.91 USD
 - Total: 770 029.91 USD
- Dépenses:**
 - Coûts d'exploitation (OPEX): 57 780.46 USD/an
 - Annuités emprunt: 35 966.59 USD/an
 - Total: 91 796.67 USD/an
 - LCOE: 0.1472 USD/kWh
- Retour sur investissement:**
 - Valeur actuelle nette (VAN): 86 490.96 USD
 - Taux de rentabilité interne (TRI): 3.68 %
 - Temps retour sur investissement: 18.3 ans
 - Retour sur investissement (ROI): 11.9 %
- Résultats économiques détaillés (USD):**

An	Vente d'électricité	Capitaux propres	Capital emprunt	Intérêts emprunt	Coût exploit.	Dotati. amort.	Bénéf. imposab.	Taxes	Bénéfice après impôt	Divid. 2.00 %	Eco. autocons.	Bénéf. cumulé	% amorti
0	0	200 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-200 000	0.0 %
1	3 028	0	21 565	14 401	49 975	34 219	0	0	-82 914	0	90 235	-192 751	4.0 %
2	3 031	0	21 796	13 970	50 725	34 219	0	0	-83 460	0	91 672	-194 701	6.1 %
3	3 034	0	22 032	13 534	51 486	34 219	0	0	-84 016	0	93 131	-175 856	12.3 %
4	3 037	0	22 273	13 094	52 258	34 219	0	0	-84 587	0	94 614	-166 821	16.7 %
5	3 040	0	22 518	12 648	53 042	34 219	0	0	-85 168	0	96 120	-158 800	21.2 %
6	3 043	0	22 769	12 198	53 837	34 219	0	0	-85 761	0	97 651	-144 589	25.9 %
7	3 046	0	23 024	11 742	54 645	34 219	0	0	-86 365	0	99 205	-132 623	30.7 %
8	3 049	0	23 285	11 282	55 465	34 219	0	0	-86 982	0	100 784	-119 877	35.6 %
9	3 053	0	23 650	10 816	56 297	34 219	0	0	-87 611	0	102 389	-106 364	40.7 %
10	3 056	0	23 821	10 345	57 141	34 219	0	0	-88 252	0	104 019	-92 091	46.0 %
11	3 059	0	24 098	9 869	57 998	34 219	0	0	-88 906	0	105 675	-77 500	51.3 %
12	3 062	0	152 410	9 387	58 868	34 219	0	0	-217 603	0	107 357	-174 888	58.8 %
13	3 065	0	24 667	2 498	59 751	34 219	0	0	-83 851	0	109 066	-152 742	65.3 %
14	3 068	0	24 961	2 004	60 647	34 219	0	0	-84 545	0	110 800	-129 899	71.8 %
15	3 071	0	25 260	1 505	61 557	34 219	0	0	-85 251	0	112 567	-106 370	78.5 %
16	3 074	0	10 000	1 000	62 481	34 219	0	0	-70 406	0	114 359	-68 887	85.0 %
17	3 077	0	10 000	800	63 418	34 219	0	0	-71 140	0	116 179	-30 857	91.6 %
18	3 080	0	10 000	600	64 369	34 219	0	0	-71 889	0	118 023	7 717	98.3 %
19	3 084	0	10 000	400	65 335	34 219	0	0	-72 651	0	119 906	46 834	105.1 %
20	3 087	0	10 000	200	66 315	34 219	0	0	-73 428	0	121 817	96 491	111.9 %

12.5.2 Résultats détaillés et méthodes de calcul

- **Amortissement :**
transfert d'une partie du coût d'installation du bilan vers le compte de résultat chaque année de la durée de vie du système.

La part amortissable de l'installation est définie dans la section *Installation et coûts d'exploitation*.

Le calcul de l'amortissement dépend du type d'amortissement appliqué au système (*linéaire* ou *dégressif*), défini dans la section *Paramètres financiers*.

- **Revenu imposable :**

Montant annuel sur lequel est appliqué le taux d'imposition.

Il existe de nombreux systèmes fiscaux, souvent complexes, dans le monde.

Dans la plupart d'entre eux, la part intérêts du prêt et l'amortissement des équipements sont déductibles des impôts.

Le calcul de l'impôt dans PVsyst est basé sur cette méthode.

$$\text{Revenu imposable} = \text{Revenus de vente d'énergie} - \text{Coûts d'exploitation} - \text{Intérêts du prêt} - \text{Amortissement}$$

- **Résultat net après impôt :**

C'est le revenu net après déduction des charges et des impôts. Il sert de base pour calculer les dividendes éventuels.

$$\text{Résultat net} = \text{Revenus de vente d'énergie} - \text{Coûts d'exploitation} - \text{Annuité de prêt} \\ - (\text{Revenu imposable} \times \text{Taux d'imposition})$$

- **Économies d'autoconsommation**

Elles représentent la valeur économisée sur la facture d'électricité en consommant directement une partie de la production photovoltaïque.

$$\text{Economies autoconsommation}_t = \text{Energie autoconsommée}_t \times \text{Tarif de consommation}$$

- **Délai de retour sur investissement :**

Durée en années nécessaire pour récupérer le coût de l'investissement net défini dans la section *Installation et coûts d'exploitation*. Si le système n'est pas rentable (plus de dépenses que de revenus), la période de retour n'est pas définie.

Le montant récupéré chaque année est calculé avec la formule suivante :

$$\text{Montant récupéré}_t = \text{Solde net}_t \\ + \text{Economies autoconsommation}_t + \text{Remboursement du capital}_t$$

- Solde net de l'année : correspond au bénéfice après impôt, diminué des éventuels dividendes versés.
- Part de remboursement du prêt : correspond au remboursement du capital emprunté (annuité hors intérêts).

Valeur actuelle nette (VAN, NPV) : différence entre la valeur actuelle des flux de trésorerie entrants et la valeur actuelle des flux sortants sur une période donnée.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

où :

- R_t = Solde net (revenus – dépenses) de l'année t
- i = Taux d'actualisation (rendement possible d'un investissement alternatif)
- E_t = Production d'électricité de l'année t
- n = Durée de vie du système

Taux de rentabilité interne (TRI, IRR) : valeur du taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette (VAN = 0) pour l'ensemble des flux de trésorerie.

Retour sur investissement (ROI) : ratio du bénéfice net par rapport à l'investissement initial, qui mesure la rentabilité du système.

Un ROI négatif indique que le système n'est pas rentable.

$$ROI = \frac{\text{Bénéfice net à la fin de vie}}{\text{Investissement initial}}$$

12.5.3 Calculs effectués par PVsyst

PVsyst génère :

- Le **bilan annuel** ainsi que le **bilan cumulé** sur la durée de vie prévue du système, basé sur la production simulée et toutes les stratégies économiques choisies.
- Un tableau récapitulatif annuel détaillé.

Attention : de petites variations dans la production réelle ou les coûts simulés peuvent fortement impacter les indicateurs de rentabilité finale. Ceci est particulièrement vrai en cas de variabilité solaire réelle ou de pannes durant la vie du système.

12.6 Outil Bilan Carbone

12.6.1 Introduction

L'outil **Bilan Carbone** permet d'estimer les **économies de CO₂** attendues pour l'installation photovoltaïque. Il s'appuie sur les **émissions sur le cycle de vie (LCE)**, c'est-à-dire la quantité de CO₂ associée à un composant ou à une quantité d'énergie, incluant **la production, l'exploitation, la maintenance, la fin de vie, etc.**

Le principe est que l'électricité produite par l'installation PV remplace une quantité équivalente d'électricité du réseau. Si l'**empreinte carbone du PV (par kWh)** est inférieure à celle de l'électricité du réseau, il y a un **gain net en émissions de CO₂**.

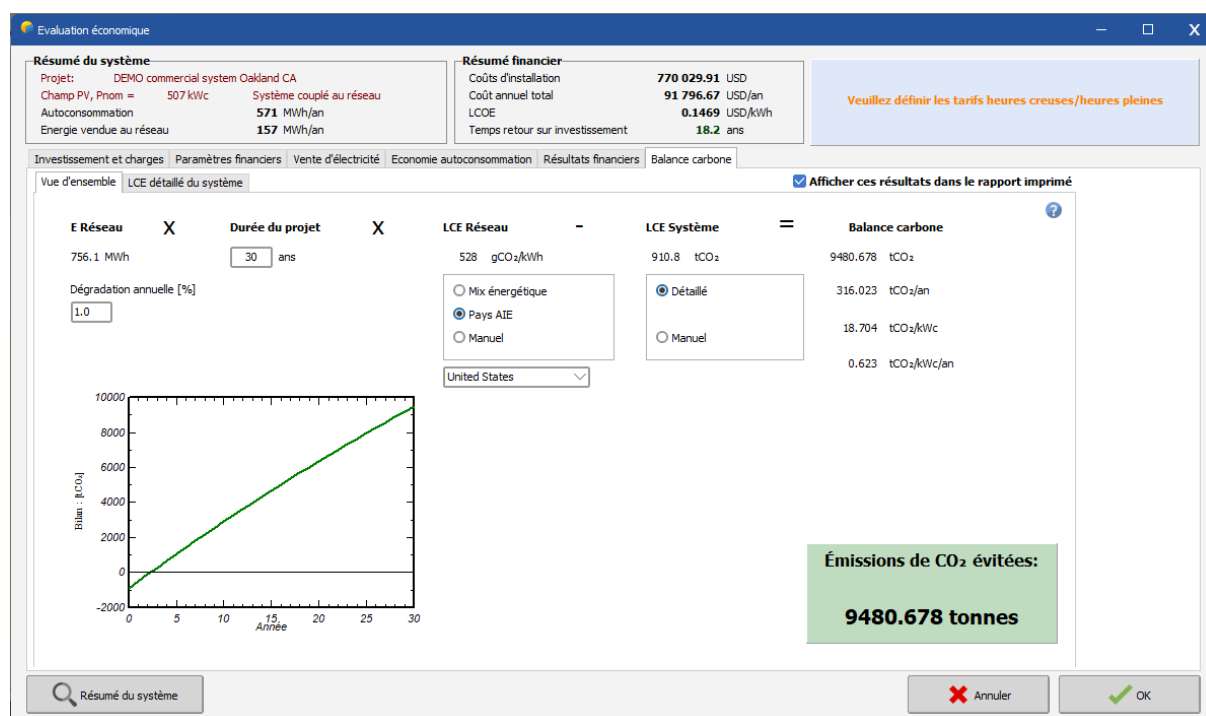
Le **bilan carbone total** est donc la **différence entre le CO₂ évité (grâce au PV) et les émissions liées à la production et à l'exploitation du PV.**

Ce bilan dépend de quatre paramètres clés :

- **E_Grid** : production annuelle du système (rendement énergétique simulé par PVsyst).
→ On peut également saisir une **dégradation annuelle**, fixée à **1 % par défaut**, représentant la baisse de production due au vieillissement des modules.
- **Durée de vie du système (System Lifetime)** : nombre d'années d'exploitation prévues.
→ Avec E_Grid, elle détermine l'énergie totale remplacée par le PV sur la durée de vie.
- **Réseau LCE** : émissions moyennes de CO₂ du réseau en gCO₂/kWh.
- **PV System LCE** : émissions totales (en tonnes de CO₂) liées à la fabrication, l'installation et l'exploitation du système PV.

Calculer ces émissions requiert souvent des données incertaines, dépendantes des technologies, des modes de production, etc. PVsyst propose des valeurs **prédéfinies pour le Grid LCE**, basées sur des données accessibles publiquement, mais **l'utilisateur doit fournir le PV System LCE** (via les fabricants ou des bases de données comme ECOINVENT ou Carbon Trust). Des valeurs par défaut sont prévues à l'avenir.

12.6.2 Onglet Vue d'ensemble



Cet onglet offre une vue synthétique des paramètres et résultats du bilan carbone :

Paramètres modifiables par l'utilisateur :

- Réseau LCE
- Durée de vie du système
- Dégradation annuelle
- PV System LCE

Paramètres calculés (issus de la simulation PVsyst) :

- Production du système (E_Grid)
- Résultats du bilan carbone, à savoir :
 - **Économies totales de CO₂ (tCO₂)** sur toute la durée de vie.
 - **Économies annuelles moyennes (tCO₂/an).**
 - **Économies de CO₂ par puissance installée (tCO₂/kWp).**
 - **Économies annuelles de CO₂ par puissance installée (tCO₂/kWp/an).** Les valeurs annuelles sont des moyennes pondérées sur la durée de vie, intégrant la dégradation.

12.6.3 Personnalisation du Grid LCE

Trois modes sont disponibles :

1. **Manuel** : vous saisissez une valeur et pouvez ajouter une note expliquant sa provenance (affichée dans le rapport).
2. **Pays (IEA)** : valeur prédéfinie selon l'Agence Internationale de l'Énergie, basée sur les émissions moyennes de CO₂ par pays/zone, en 2010.

3. **Mix énergétique** (*Grid Energy Mix*) : donne accès à un onglet dédié pour détailler les sources du mix électrique et leurs émissions spécifiques.

12.6.4 Personnalisation du PV System LCE

Trois options sont proposées :

1. **Manuel** : vous indiquez directement une valeur et pouvez préciser la source dans un commentaire.
2. **Valeur par défaut** : estimation basée sur le périmètre international (IPCC), avec une valeur moyenne de **46 gCO₂/kWh** (26 publications analysées).
3. **Détaillé** : ouvre un onglet *Detailed System LCE* où l'on peut renseigner les données par composant (modules, structures, onduleurs, etc.) pour calculer précisément l'impact.

12.6.5 Mix énergétique du réseau (Grid Energy Mix)

Le **mix énergétique du réseau** est la répartition entre les différentes sources de production d'électricité dans un réseau donné.

- Dans la **colonne de gauche** de l'onglet, sont listés **onze types différents de production d'électricité**.
- La **deuxième colonne** indique les émissions de CO₂ par kWh associées à chacune de ces sources.
→ Par défaut, ces valeurs proviennent d'une publication de l'**IPCC** et correspondent au **50^e percentile** d'une méta-étude réalisée à partir de **296 publications**.
→ Vous pouvez également saisir des valeurs personnalisées via le menu déroulant situé en haut de la colonne. Dans ce cas, il est nécessaire de disposer d'une source fiable donnant les valeurs adaptées au réseau que vous considérez.
- La **troisième colonne** précise les **fractions de chaque type de production** dans le réseau.
→ Des valeurs par défaut existent pour plusieurs pays européens, issues d'une étude menée par le **Paul Scherrer Institut (PSI)** en Suisse.
→ Si le pays de votre installation n'apparaît pas dans la liste, ou si vous disposez de données plus fiables, vous pouvez choisir l'option « **Custom** » et entrer vos propres valeurs.

La valeur **LCE Grid** résultante est **calculée automatiquement** au fur et à mesure de vos sélections et affichée sur la partie droite de l'onglet.

12.7 LCE du système détaillé (Detailed System LCE)

Dans cet onglet, vous pouvez définir une **ventilation détaillée des émissions de CO₂** associées aux différents composants d'une installation photovoltaïque.

Évaluation économique

Résumé du système

Projet: DEMO commercial system Oakland CA
 Champ PV, Pnom = 507 kWc Système couplé au réseau
 Autoconsommation 571 MWh/an
 Énergie vendue au réseau 157 MWh/an

Résumé financier

Coûts d'installation 770 029.91 USD
 Coût annuel total 91 796.67 USD/an
 LCOE 0.1469 USD/kWh
 Temps retour sur investissement 18.2 ans

Veillez définir les tarifs heures creuses/heures pleines

Investissement et charges | Paramètres financiers | Vente d'électricité | Économie autoconsommation | Résultats financiers | Balance carbone

Vue d'ensemble | LCE détaillé du système Afficher ces résultats dans le rapport imprimé

Élément	Quantité	Unité	Énergie grise	LCE	Total
Modules PV					
Modules	507	kWc	2168.0 kWh/kWc	1713 kgCO ₂ /kWc	868144 kgCO ₂
Transport 1	0	km		35 gCO ₂ /t/km	0 kgCO ₂
Transport 2	0	km		60 gCO ₂ /t/km	0 kgCO ₂
Composants du système (Bos)					
Supports/Suiveurs	11520	kg	6.67 kWh/kg	3.52 kgCO ₂ /kg	40571 kgCO ₂
Béton	0	m ³		177 kgCO ₂ /m ³	0 kgCO ₂
Onduleurs	6	unités	660.80 kWh/unités	349 kgCO ₂ /unités	2093 kgCO ₂
Câblage	0	kg	18.70 kWh/kg	7.44 kgCO ₂ /kg	0 kgCO ₂
Additionnel					
Entretien	0	an		0 kgCO ₂ /an	0 kgCO ₂
Démontage	0	modules		0 kgCO ₂ /modules	0 kgCO ₂
Autre				0 kgCO ₂	0 kgCO ₂
Facteurs de conversion énergie grise					
Élément	Pays d'origine	Utiliser pays	Facteur		
Cellules PV	China	<input checked="" type="checkbox"/>	790	gCO ₂ /kWh	
Supports	United States	<input checked="" type="checkbox"/>	528	gCO ₂ /kWh	
Onduleurs	United States	<input checked="" type="checkbox"/>	528	gCO ₂ /kWh	
Câblage	Chile	<input checked="" type="checkbox"/>	398	gCO ₂ /kWh	

Les sources potentielles d'émissions de CO₂ sont regroupées en **trois catégories**, elles-mêmes subdivisées en plusieurs sous-composants.

- Si des données fiables sur les **émissions du cycle de vie (LCE)** d'un composant sont disponibles (fournies par un fabricant ou une base de données spécialisée), elles doivent être utilisées en priorité.
- Si ces chiffres ne sont pas disponibles, certains composants permettent d'estimer le LCE via l'**énergie grise** (quantité d'énergie nécessaire à la production du composant). Dans ce cas, un **facteur de conversion** est nécessaire pour transformer cette énergie grise en équivalent LCE.

Les valeurs LCE sont exprimées en **kgCO₂ par unité**, l'unité variant selon la catégorie et le choix de l'utilisateur. Pour chaque catégorie, il faut aussi indiquer la quantité correspondante. Lorsque c'est possible, PVSyst insère automatiquement des valeurs tirées de la variante simulée.

Pour chaque catégorie, la contribution au total des émissions est calculée et affichée dans la dernière colonne. La somme (en tonnes de CO₂) apparaît en bas de la colonne et se met à jour automatiquement. Cette valeur est immédiatement reflétée dans l'onglet *Overview*.

12.7.1 Catégories et sous-composants

Modules PV

- **Production des modules** : c'est généralement la source principale des émissions du système PV. Les valeurs de LCE et d'énergie grise varient beaucoup. PVSyst fournit par défaut des valeurs issues de publications pour le **silicium monocristallin**. Par défaut, l'estimation est basée sur l'énergie grise, avec comme facteur de conversion les émissions de l'électricité produite en Chine (données AIE).
- **Transport 1 / 2** : deux contributions séparées pour distinguer différents modes de transport (ex. fret maritime + transport routier). La charge transportée est calculée à partir du poids total des modules défini dans le

projet.

Les distances doivent être fournies par l'utilisateur.

Valeurs par défaut proposées :

- 35 gCO₂/t/km → transport maritime longue distance
- 60 gCO₂/t/km → transport routier par camion

Composants du système (BoS)

Comprend tous les autres composants nécessaires à l'installation, sans poste spécifique de transport (moins significatif que pour les modules).

- **Supports / Suiveurs** : PVsyst estime la quantité d'acier en fonction du nombre de modules ou de trackers. Valeurs par défaut basées sur 1 kg d'acier. Estimation via énergie grise par défaut, avec comme facteur de conversion les émissions liées à l'électricité du pays d'installation.
- **Béton** : souvent une source non négligeable d'émissions. Valeurs par défaut données pour fondations massives ou tranchées.
- **Onduleurs** : valeurs variables selon la technologie et le fabricant. Par défaut, PVsyst estime le LCE à partir de l'énergie grise (valeur par défaut : onduleurs de 2,5 kW). Facteur de conversion = émissions liées à l'électricité du pays (AIE).
- **Câblage** : valeurs par défaut basées sur le cuivre. L'estimation du LCE se fait par défaut à partir de l'énergie grise. Facteur de conversion = émissions liées à l'électricité du **Chili**, premier producteur mondial de cuivre.

Additionnel

- **Entretien** : inclut inspections, réparations, nettoyage des panneaux, entretien de la végétation... Très spécifique à chaque projet → pas de valeur par défaut. Contribution généralement faible.
- **Démontage** : inclut toutes les opérations en fin de vie du système (démantèlement, recyclage, mise en décharge, remise en état du terrain...). Très spécifique → pas de valeur par défaut.
- **Autre** : permet d'ajouter une contribution qui n'entre pas dans les catégories ci-dessus. C'est une valeur fixe ajoutée directement au total.