

PVSYST 7

Connecté au réseau Mon premier projet



INTRODUCTION

Ce document est la première étape d'une série de tutoriels expliquant l'utilisation de la version 7 de PVsyst et peut être considéré comme un manuel d'utilisation de PVsyst.

D'autres tutoriels sont en préparation et seront ajoutés dans le futur. Ils expliqueront plus en détails les différentes fonctionnalités de PVsyst. Le manuel de référence complet de PVsyst est l'aide en ligne, accessible à partir du programme par les entrées « Aide » dans les menus, en appuyant sur la touche F1 ou en cliquant sur les icônes d'aide à l'intérieur des fenêtres et dialogues.

Sommaire

INTRODUCTION	2
Partie 1 : Approche de base – Mon Premier Projet	4
1.1 Premier contact avec PVsyst	4
1.2 Etude complète d'un projet type	5
1.2.1 Spécifications du projet et procédure générale.....	5
1.2.2 Définir le projet	8
1.3 Sauvegarder le projet	11
1.3.1 Création de la première variante (de base) pour ce projet.....	11
1.4 Exécution de la première simulation.....	15
1.4.1 Analyse des résultats.....	16
1.4.2 Comprendre le rapport	17
1.5 Ajouter des détails supplémentaires à votre variante	21
1.5.1 Ombres lointaines, profil Horizon	21
1.5.2 Ombrages proches, construction 3D.....	24
1.5.3 Pertes détaillées	24
1.5.4 Exemples de diagramme des pertes	32
1.6 Conclusion	34

Partie 1 : Approche de base – Mon Premier Projet

1.1 Premier contact avec PVsyst

Lors de l'ouverture de PVsyst, vous accédez à la page principale (fig.1).

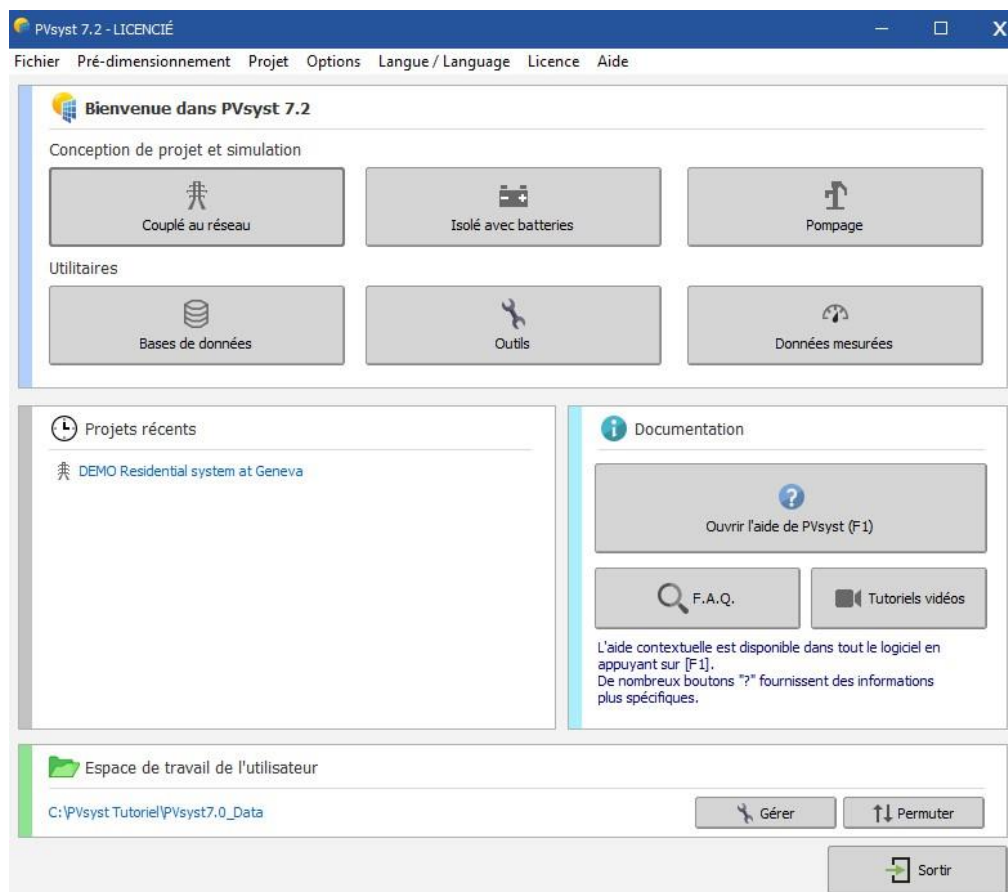


Figure 1 : Page principale de PVsyst 7.2

Cela donne accès aux quatre parties principales du programme :

1. « *Conception et simulation de projet* »

Partie principale du logiciel, elle est utilisée pour l'étude complète d'un projet. Elle implique le choix des données météorologiques, la conception du système, les études d'ombrage, la détermination des pertes et l'évaluation économique. La simulation est réalisée sur une année complète par tranche horaire et fournit un rapport complet, ainsi que de nombreux résultats supplémentaires.

2. « *Projets récents* »

Recherche et modifications rapides de vos projets récents.

3. « *Documentation* »

Aide dans la réalisation de vos différentes simulations grâce aux tutoriels PDF, vidéos et d'une FAQ.

4. « *Espace de travail de l'utilisateur Pvsyst* »

Bibliothèque de toutes les données créées par l'utilisateur. L'emplacement par défaut est **C:\Users\\Pvsyst7.0_Data**, mais il peut être modifié par l'utilisateur.

1.2 Etude complète d'un projet type

1.2.1 Spécifications du projet et procédure générale

Pour une introduction à l'élaboration d'un projet dans PVsyst, nous allons étudier un projet complet, étape par étape. À titre d'exemple, nous considérons une ferme située en Suisse, près de Genève. Le bâtiment en question est représenté à la figure 2 :

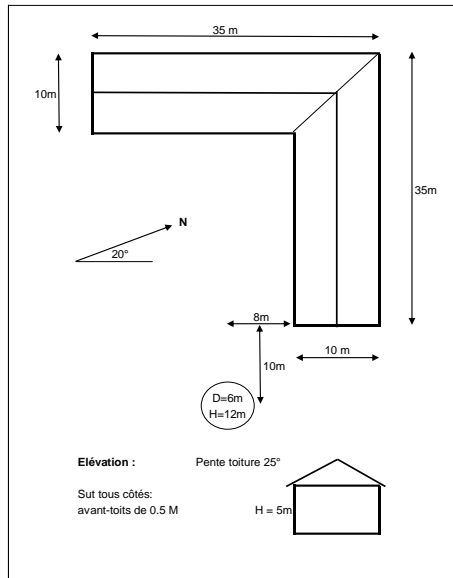


Figure 2 : Croquis du projet

Le toit de la ferme est orienté vers le sud. Une surface de toit de 125 m² est disponible, et nous prévoyons d'en couvrir 50 m² avec des modules PV monocristallins.

Nous n'utiliserons pas le « *Preliminary Design* » pour un projet connecté au réseau, mais nous commencerons plutôt le « *Project design* » complet.

Lorsque vous choisissez un projet *couplé au réseau* (fig.3), vous obtenez un tableau de bord (fig. 4) pour la gestion d'un projet.

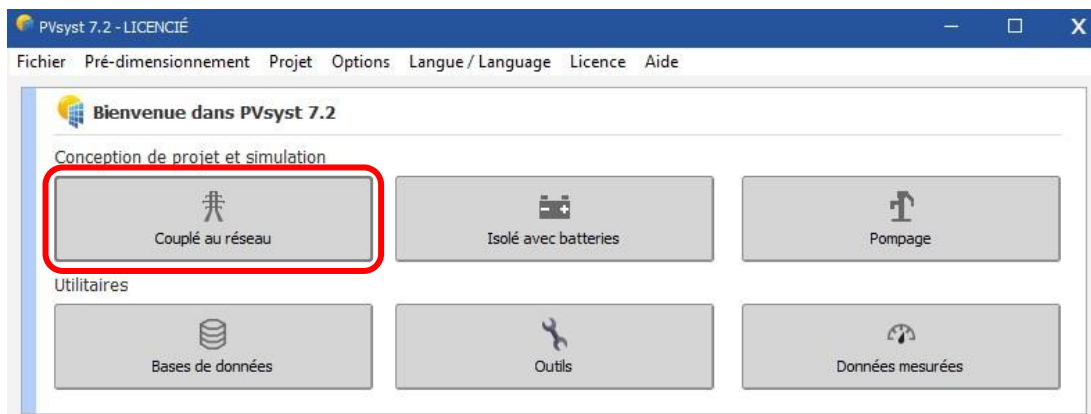


Figure 3 : Démarrer un projet connecté au réseau

Le tableau de bord comporte deux parties :

1. Le *Projet* dans PVsyst

L'objet central pour lequel vous allez construire différentes variantes (aussi appelées *configurations de système* ou *variantes de calcul*) de votre système. Le projet contient le site géographique de votre système, la référence à un fichier avec les données météorologiques, et certains paramètres généraux (comme la définition de l'albédo), certaines conditions de dimensionnement et des paramètres spécifiques à ce projet. Dans l'espace de travail de PVsyst, il aura un nom de fichier avec l'extension *.PRJ.

2. Les variantes de système

Chacune contient toutes les définitions détaillées de votre système, qui donneront lieu à un calcul de simulation. Ces définitions comprennent :

- le choix des panneaux photovoltaïques et des onduleurs,
- le nombre de panneaux et d'onduleurs,
- la disposition géométrique et les ombrages possibles,
- les connexions électriques,
- les différents scénarios économiques,
- etc...

Dans la base de données, les fichiers contenant les variantes d'un projet auront le nom du fichier du projet, avec les extensions VC0, VC1, VCA, etc. Vous pouvez définir jusqu'à 936 variantes par projet.

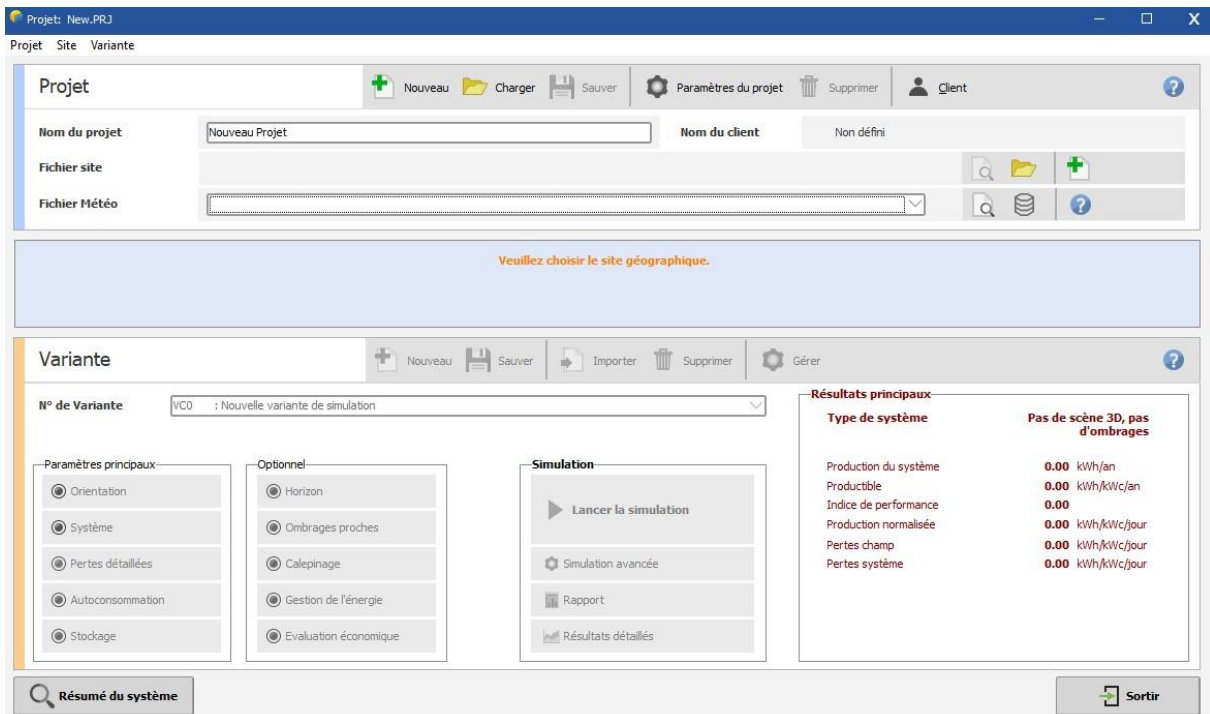


Figure 4 : Tableau de bord de gestion de projet

ÉTAPES DU DÉVELOPPEMENT D'UN PROJET

Lorsque vous développez un projet dans PVsyst, il est conseillé de procéder par petites étapes :

1. Créer un projet en spécifiant l'emplacement géographique et les données météorologiques.
2. Définir une variante de base du système, en incluant uniquement l'orientation des modules PV, la puissance requise ou la surface disponible et le type de modules PV et d'onduleurs que vous souhaitez utiliser. PVsyst proposera ensuite une configuration de base pour ce choix et définira par défaut des valeurs raisonnables, pour tous les paramètres nécessaires à un premier calcul. Vous pouvez ensuite simuler cette variante et la sauvegarder. Il s'agira d'une première approximation, qui sera affinée lors d'itérations successives.
3. Déterminer des variantes successives en ajoutant progressivement des perturbations à ce premier système, par exemple des ombres lointaines, des ombres proches, des paramètres de pertes spécifiques, une évaluation économique, etc.

Vous devez simuler et enregistrer chaque variante, afin de pouvoir les comparer et comprendre l'impact de tous les détails ajoutés à la simulation.

CONSEILS - AIDE

Dans PVsyst, l'aide contextuelle est toujours accessible, grâce à la touche F1. Parfois, un bouton bleu avec un point d'interrogation apparaît. Il permet d'obtenir des informations plus détaillées sur le sujet.

Lors de l'affichage de messages en rouge, il vous est conseillé de les lire attentivement ! Il peut s'agir d'avertissements ou de messages d'erreur, ou encore de procédures à suivre pour obtenir un résultat correct.

1.2.2 Définir le projet

Dans le tableau de bord du projet, cliquez sur « *Nouveau projet* » et définissez le nom du projet. Cliquez ensuite sur « *Site and Meteo* » (fig.5).

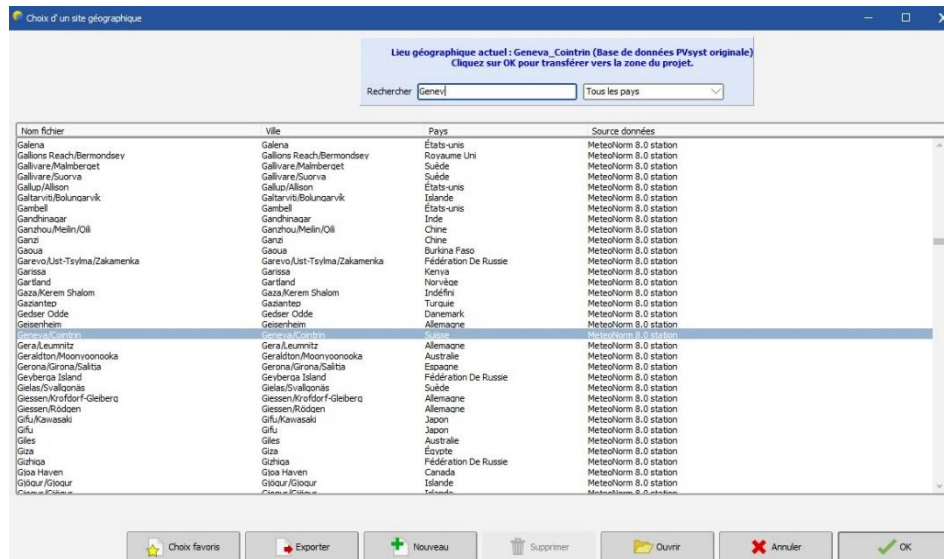


Figure 5 : Tableau de bord pour choisir un site géographique

Vous pouvez soit choisir un site dans la base de données intégrée, qui contient environ 2 550 sites de Meteonorm, soit définir un nouveau site, situé n'importe où sur le globe. Dans ce cas, référez-vous au tutoriel « *Gestion des données météorologiques* ».

Le site du projet définit les coordonnées (latitude, longitude, altitude et fuseau horaire), et contient les données météorologiques mensuelles.

La simulation sera basée sur un fichier *Météo* avec des données horaires. Si un fichier *Météo* proche existe dans le voisinage (moins de 20 km), il sera proposé. Sinon, PVsyst créera un jeu de données horaires synthétiques basé sur les valeurs mensuelles de votre site. Cependant, vous pouvez toujours choisir un autre fichier *Météo* dans la base de données. Un avertissement sera émis s'il est trop éloigné de votre site.

NB : Si vous commencez par choisir un fichier météo, vous avez la possibilité de copier le site associé à ce fichier sur le site du projet.

Dans le tableau de bord du projet, vous pouvez cliquer sur le bouton « *Paramètres du projet* » donnant accès aux paramètres communs du projet :

- les valeurs d'albédo
- les conditions de conception
- les limitations de conception
- les préférences d'interface

En règle générale, vous ne modifierez jamais le facteur d'albédo (fig.6). La valeur de 0,2 est une norme adoptée communément. Néanmoins, si par exemple votre site est situé dans les montagnes, vous pouvez définir dans ce tableau un facteur d'albédo plus élevé comme 0,8 pour les mois avec une couverture neigeuse importante.

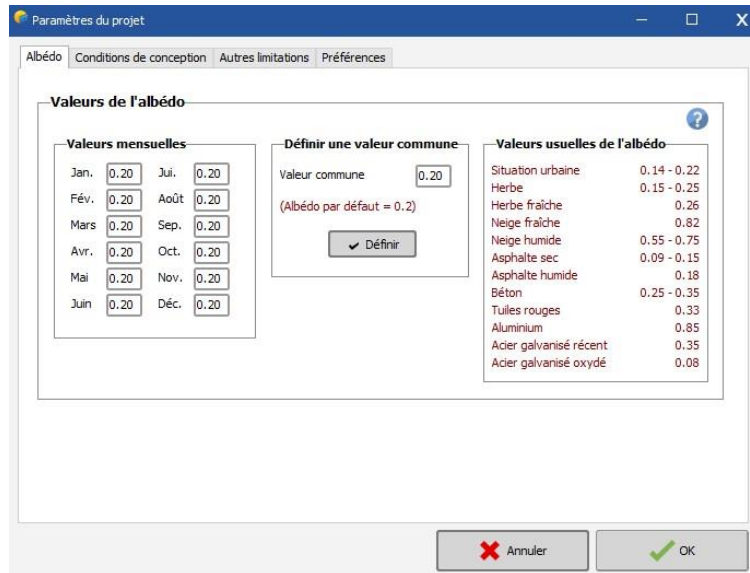


Figure 6 : Paramètres du projet

Le deuxième onglet de la boîte de dialogue des paramètres du projet contient la page « Conditions de conception » (fig.7).

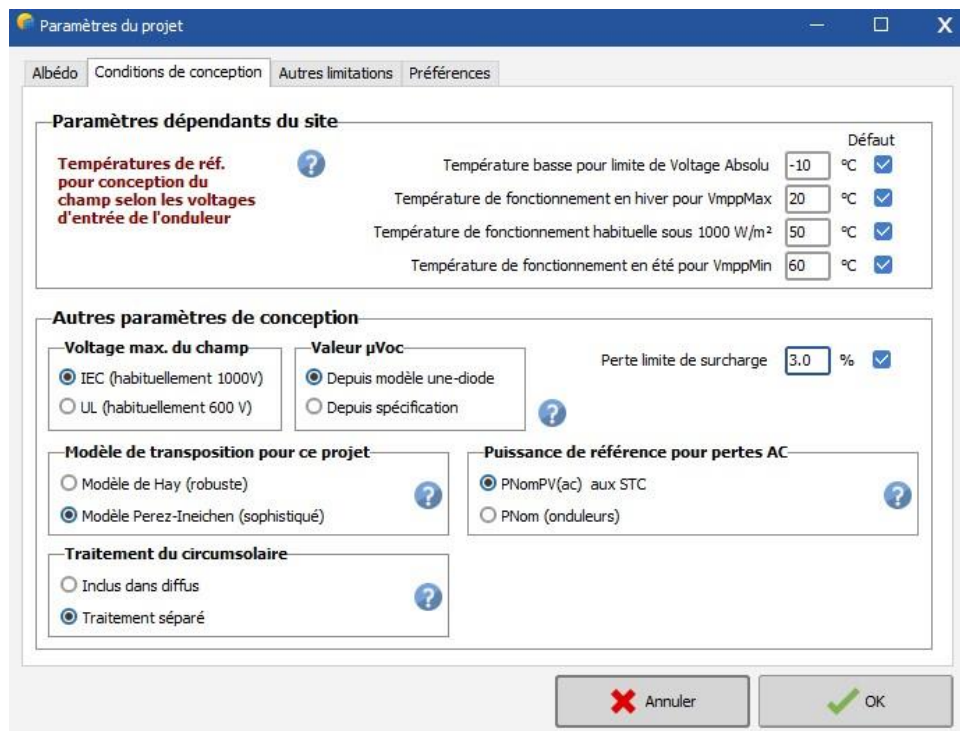


Figure 7 : Conditions de conception pour les paramètres du projet

Cette page définit les températures de dimensionnement, dépendantes du site. Elles ne sont utilisées que lors du dimensionnement de votre système ; elles n'interviennent pas dans la simulation.

La « *Température basse pour limite de voltage absolu* » est une valeur importante dépendant du site, car elle est liée à la sécurité de votre système (elle détermine la tension maximale du réseau dans toutes les conditions). Idéalement, il devrait s'agir de la température minimale jamais mesurée de jour à cet endroit. En Europe centrale, la pratique courante est de choisir -10°C (plus bas dans les climats de montagne).

1.3 Sauvegarder le projet

Une fois arrivé au choix des variantes, vous aurez terminé. Il vous sera alors demandé de sauvegarder le projet. Le dialogue s'affichant vous permettra de renommer le projet (fig.8). Nous vous recommandons d'utiliser un nom de fichier simple, car il sera utilisé comme étiquette pour toutes les variantes

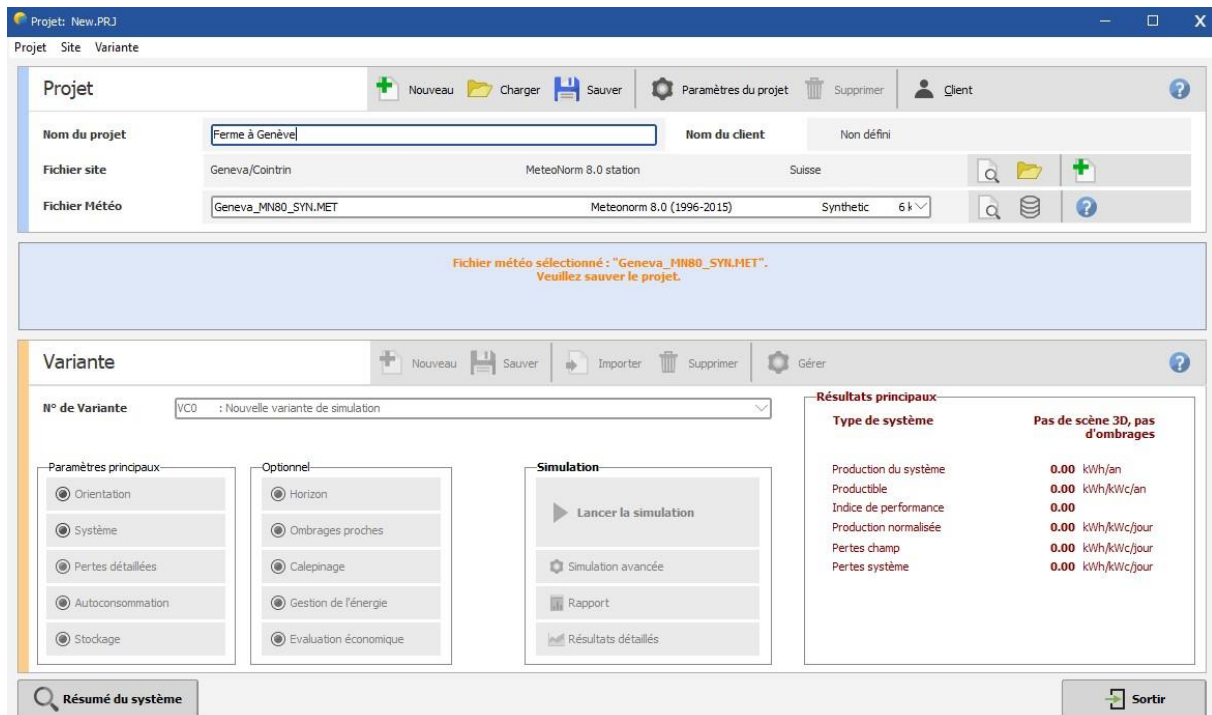


Figure 8 : Sauvegarde du projet

1.3.1 Création de la première variante (de base) pour ce projet

Après avoir défini le site et les données météorologiques du projet, vous pouvez procéder à la création de la première variante.

Au commencement, sur la gauche, se trouvent deux boutons marqués en rouge : « Orientation » et "Système" (fig.9). La couleur rouge signifie que cette variante du projet n'est pas encore prête pour la simulation ; des données supplémentaires sont nécessaires. Les paramètres de base doivent encore être définis pour toutes les variantes :

- l'orientation des panneaux solaires
- le type et le nombre de modules PV
- le type et le nombre d'onduleurs utilisés.

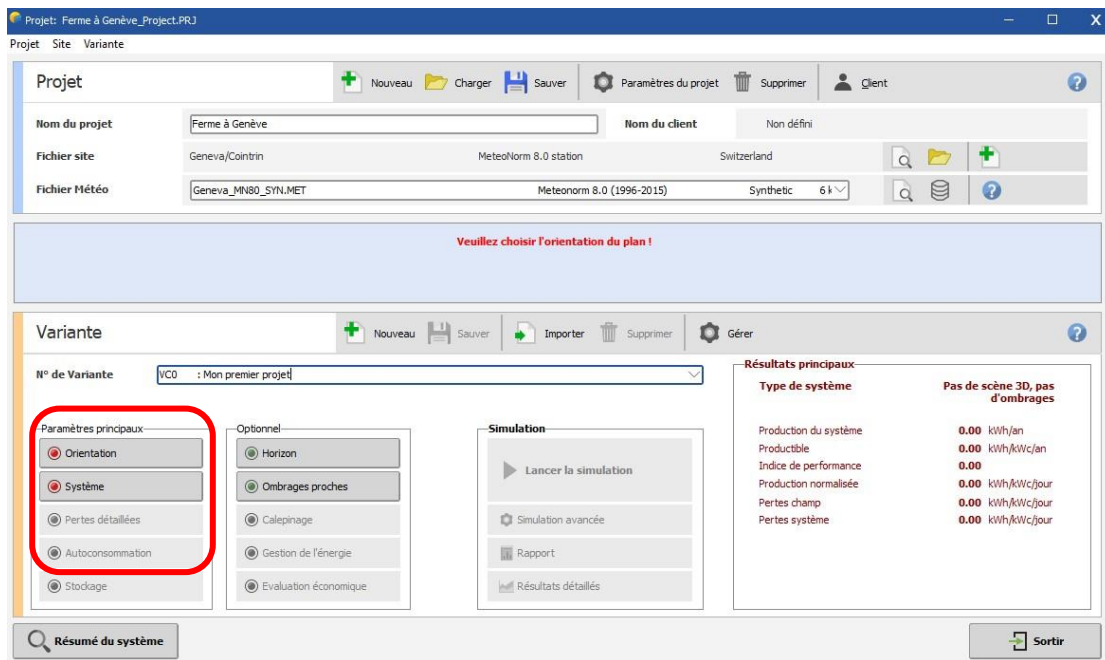


Figure 9 : Deux paramètres de base "Orientation" et "Système"

Tout d'abord, cliquez sur « Orientation ». La boîte de dialogue d'orientation apparaît. Il s'agit de fournir des valeurs pour le type de champ de l'installation solaire, ainsi que les angles d'inclinaison et d'azimut (fig.10).

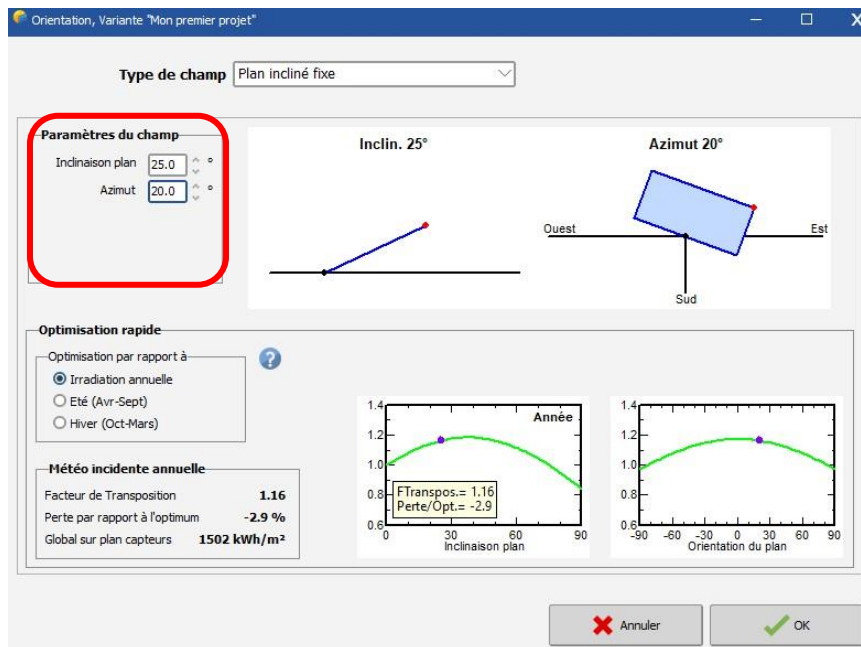


Figure 10 : Boîte de dialogue d'orientation

Dans notre exemple, les panneaux solaires seront installés sur un plan incliné fixe. À partir du dessin du projet (page 5), nous obtenons les angles d'inclinaison et d'azimut du plan (respectivement 25° et 20° ouest). L'azimut est défini comme l'angle entre la direction du Sud et la direction vers laquelle les panneaux sont orientés. Les angles vers l'ouest sont comptés positifs, tandis que les angles vers l'est sont comptés négatifs.

Après avoir défini les valeurs correctes pour l'inclinaison et l'azimut, vous cliquez sur « OK » et le bouton « Orientation » devient vert. Cliquez ensuite sur « Système ».

Aide au prédimensionnement

De la description du système, on retient que nous disposons d'une surface disponible d'environ 50 m². Il n'est pas obligatoire de définir une valeur ici, mais le faire simplifiera notre première approche. Cela permettra au logiciel PVsyst de proposer une configuration adaptée.

Sélectionner un module PV

Choisissez un module PV dans la base de données. Parmi « Sélection du module PV », sélectionnez *Generic* comme fabricant et choisissez le modèle 300 W. Dans la partie inférieure droite de la boîte de dialogue, PVsyst affichera une indication pour choisir l'onduleur :

« Veuillez choisir le modèle d'onduleur, la puissance totale doit être de 7 kW ou plus. » (fig.11)

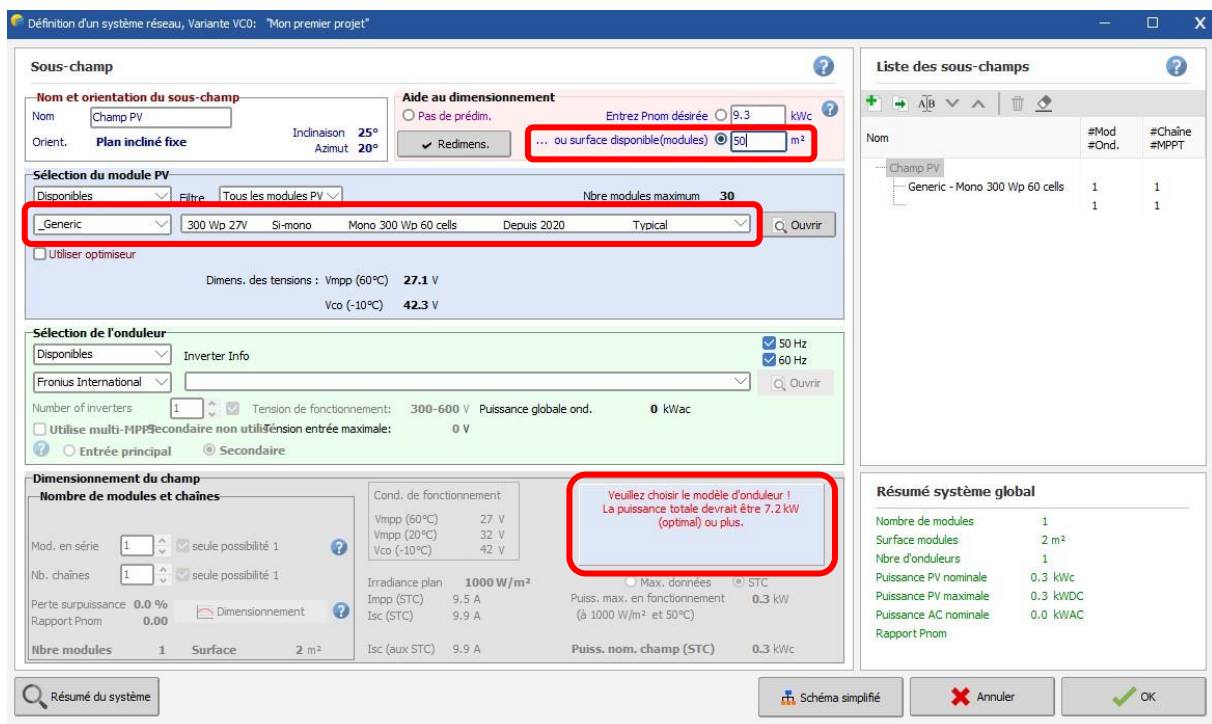


Figure 11 : Boite de dialogue de définition du système lors de la sélection du module PV

Choisir l'onduleur

Pour l'installation de notre exemple, nous pouvons choisir un onduleur monophasé d'environ 7 kW. Nous choisissons l'onduleur Generic 7.5 kW, et PVsyst propose une configuration complète de l'installation : 1 onduleur, 2 strings, chacun avec 15 modules connectés en série.

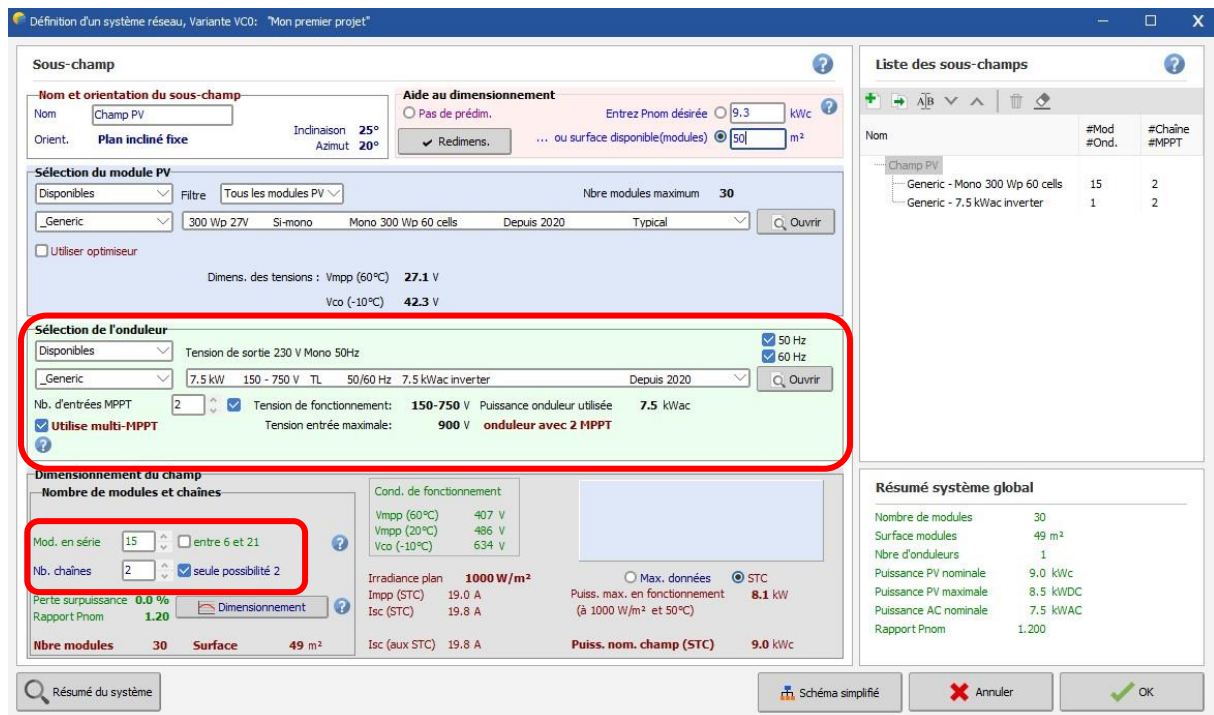


Figure 12 : Boite de dialogue de définition du système lors de la sélection de l'onduleur

Après avoir défini le type de module, l'onduleur et la conception du tableau, le panneau bleu dans la partie inférieure droite de la boîte de dialogue doit être vide ou orange (fig.12). Si vous obtenez un message d'erreur rouge, vérifiez tous les choix que vous avez faits et corrigez-les en fonction des valeurs décrites ci-dessus (le message peut prendre un court instant pour s'adapter aux changements que vous avez effectués).

Désormais tous les éléments obligatoires nécessaires pour une première simulation sont définis. Vous pouvez donc cliquer sur « OK » pour valider les choix. Une boîte de message apparaît avec l'avertissement suivant :

« La puissance de l'onduleur est légèrement sous-dimensionnée ».

Pour l'instant, nous pouvons l'ignorer et valider avec le bouton « OK ».

Couleurs des messages dans PVsyst

Dans de nombreuses boîtes de dialogue de PVsyst, vous serez invités à lire des messages destinés à vous guider dans les différentes étapes de la définition et de l'exécution d'une simulation. La couleur du texte vous donne un indice sur la signification du message :

- Les messages en **noir** sont des informations complémentaires ou des instructions sur la façon de procéder.
- Les avertissements en **orange** indiquent des imperfections de conception, mais le système reste acceptable.
- Les erreurs en **rouge** signifient des erratums importants, empêchant l'exécution de la simulation.

Un code couleur similaire est également valable pour les boutons du tableau de bord du projet (en outre, un bouton gris signifie qu'il n'a pas été défini).

1.4 Exécution de la première simulation

Sur le tableau de bord du projet, tous les boutons sont maintenant verts (éventuellement oranges) ou éteints.

Le bouton « *Lancer la simulation* » est activé, et nous pouvons cliquer dessus (fig.13).

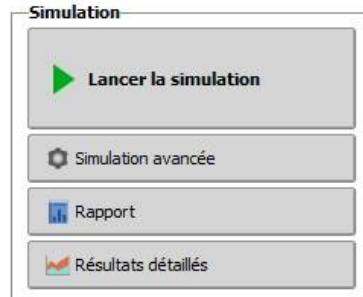


Figure 13 : Bouton d'exécution de la simulation

Les dates de simulation sont celles du fichier de données météorologiques sous-jacent. Ne les modifiez pas (vous ne pouvez pas effectuer une simulation en dehors des données météorologiques disponibles) (fig.14).

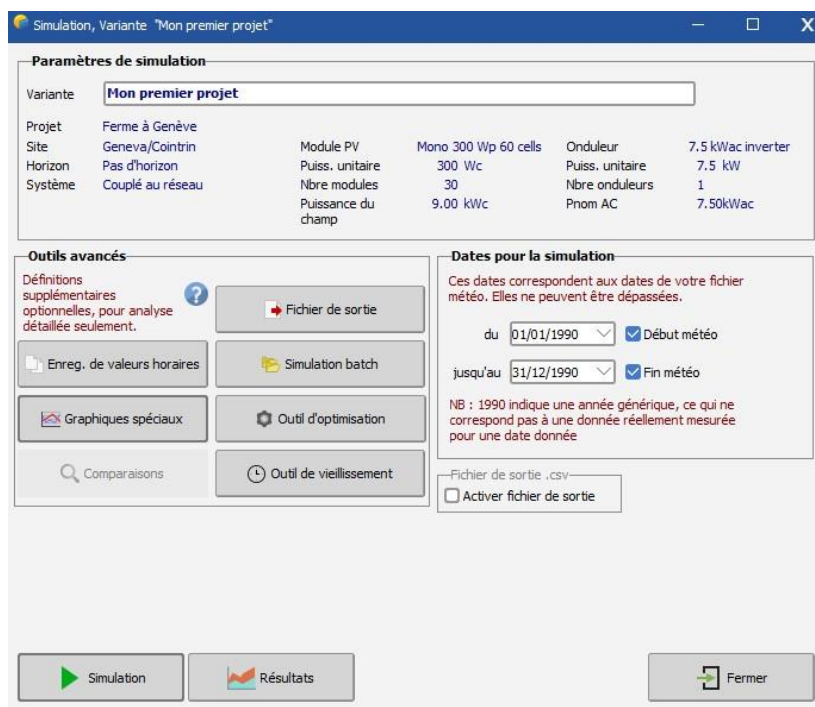


Figure 14 : Boîte de dialogue variante de simulation

Les définitions préliminaires sont des fonctionnalités supplémentaires pouvant être définies à des fins avancées. Nous allons les ignorer pour l'instant, et cliquer tout de suite sur « *Simulation* ».

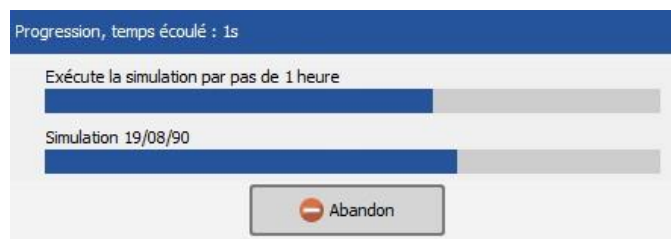


Figure 15 : Barre de progression

Une barre de progression apparaît, indiquant la partie de la simulation qui reste à effectuer (fig.15). Une fois la simulation terminée, le bouton « OK » sera actif. Lorsque vous cliquez dessus, vous accédez directement à la boîte de dialogue « Résultats ».

1.4.1 Analyse des résultats

Cette boîte de dialogue affiche, en haut à gauche, un petit résumé des paramètres de simulation (fig.16). Vous devez les vérifier, afin de vous assurer qu'il n'existe pas d'erreurs dans les paramètres d'entrée.

En haut à droite se trouve un cadre avec six valeurs résumant les principaux résultats de la simulation. Elles ne donnent qu'une image approximative des résultats et permettent de repérer rapidement les erreurs évidentes ou d'avoir une première impression d'un changement ou d'une comparaison entre les variantes du projet.

Dans la partie inférieure de la boîte de dialogue, vous verrez plusieurs diagrammes offrant déjà des informations plus détaillées sur le comportement général du système. Pour chaque jour simulé le « diagramme d'entrée/sortie journalier » affiche l'énergie injectée dans le réseau en fonction de l'irradiation incidente globale dans le plan du collecteur.

Pour un système connecté au réseau bien dimensionné, il s'agit d'une ligne droite qui sature légèrement pour les grandes valeurs d'irradiation. Cette légère courbure est un effet de la température. Si certains points (jours) s'écartent à des irradiances élevées, cela indique des conditions de surcharge.

Pour les systèmes autonomes, un plateau indique un fonctionnement en surcharge (batterie pleine).

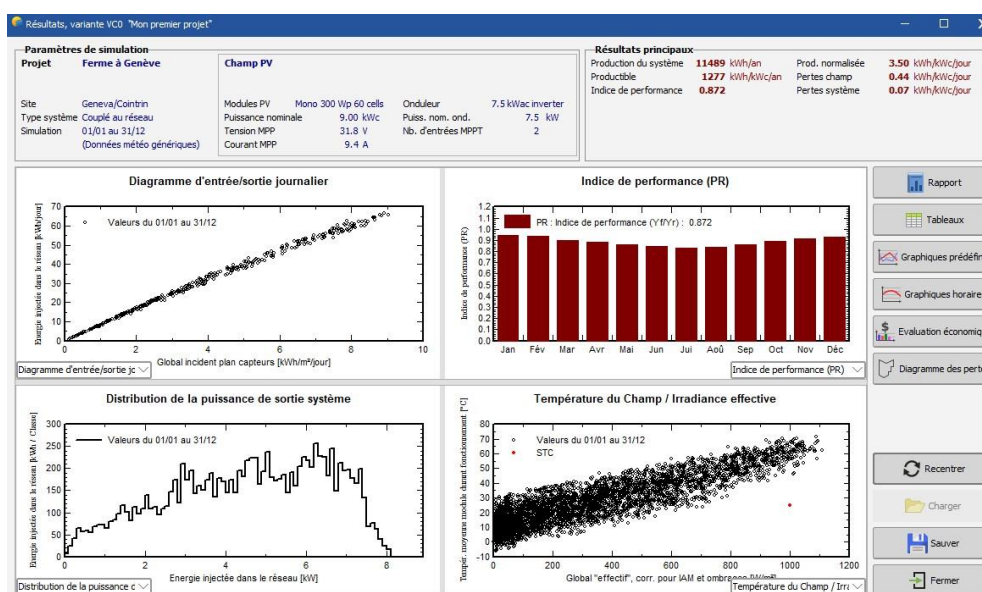



Figure 16 : Boite de dialogue Résultats

Les informations principales des résultats de la simulation sont rassemblées dans le rapport. Les autres boutons donnent accès à des tableaux et graphiques complémentaires pour une analyse plus approfondie des résultats de la simulation. Pour l'instant, nous pouvons les ignorer. Lorsque vous cliquez sur  vous obtiendrez le rapport complet (pour des simulations plus détaillées, vous pouvez obtenir jusqu'à 11 pages de rapport).

Dans ce rapport vous trouverez :

- **Page de couverture** : divers aspects du projet de simulation et nom de la variante (y compris le numéro de version et informations sur le type, la taille et l'emplacement du système).
- **Deuxième page** : un résumé détaillé du système de projet et des résultats de la variante de simulation, un site géographique entièrement défini et propriétés météo, ainsi que la table des matières du rapport.
- **Troisième page** : Paramètre général sous-jacent de la simulation, comme l'orientation du plan, le type du système, les informations générales sur les ombrages (horizon et ombrages proches), les composants utilisés et le tableau configuration, les paramètres de pertes.
- **Quatrième page** : Les principaux résultats de la simulation, comme la production d'énergie, la production spécifique et le ratio de performance.
- **Cinquième page** : Le diagramme des pertes PVsyst, montrant un bilan énergétique et toutes les pertes le long du système. C'est un indicateur puissant de la qualité de votre système, et vous indiquera immédiatement les erreurs de dimensionnement existantes.
- **Sixième page** : Graphiques spéciaux sur la simulation et indication des diagrammes des entrées/sorties journalières et répartition des puissances injectées sur le réseau.

1.4.2 Comprendre le rapport

À la quatrième page, se trouve notre premier système, trois quantités pertinentes sont maintenant définies :

1. L'énergie produite : Le résultat de base de notre simulation.
2. La production spécifique : L'énergie produite divisée par la puissance nominale de l'installation (Pnom à STC). Il s'agit d'un indicateur du potentiel du système, compte tenu des conditions d'irradiation (orientation, emplacement du site, conditions météorologiques).
3. Le rapport de performance : C'est un indicateur de la qualité du système, indépendamment de l'irradiance entrante (fig.17).

Résultats principaux			
Production du système			
Energie produite	11.49 MWh/an	Productible	1277 kWh/kWc/an
		Indice de performance (PR)	87.18 %

Figure 17 : Principaux résultats de la simulation issus du rapport

Vous trouverez également un tableau avec les principales variables (fig.18), données en valeurs mensuelles et en valeur annuelle globale. La valeur annuelle peut être une moyenne, comme la température, ou une somme, comme l'irradiation ou les énergies. La signification des différentes variables est la suivante :

- GlobHor : Irradiation globale dans le plan horizontal (valeur d'entrée météorologique).
- T amb : Température moyenne ambiante (bulbe sec) (valeur d'entrée météorologique).

- GlobInc : Irradiation globale dans le plan du collecteur, après transposition, mais sans aucune correction optique (souvent appelée POA pour *Plane of Array*).
- GlobEff : Irradiation globale *effective* sur les collecteurs, c'est-à-dire après les pertes optiques (ombres lointaines et proches, IAM, pertes par encrassement).
- E réseauArray : Énergie produite par le réseau PV (entrée des onduleurs).
- E_Grid : Énergie injectée dans le réseau, après les pertes des onduleurs et du câblage CA.
- EffArrR : Efficacité du réseau PV EArray liée à l'irradiance sur la surface totale du capteur.
- EffSysR : Efficacité du système E_Grid par rapport à l'irradiance sur la surface totale du collecteur.

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janvier	33.4	20.36	1.85	50.8	49.5	0.440	0.430	0.942
Février	56.1	31.33	2.59	76.6	74.7	0.661	0.647	0.938
Mars	105.7	44.56	6.67	131.4	128.5	1.087	1.066	0.901
Avril	138.8	63.42	10.57	154.0	150.1	1.247	1.224	0.883
Mai	168.3	73.80	14.58	171.7	167.5	1.357	1.331	0.861
Juin	187.7	85.93	19.11	184.5	179.7	1.434	1.407	0.847
Juillet	187.2	74.13	21.34	188.0	183.2	1.436	1.408	0.832
Août	160.5	62.96	20.35	174.7	170.5	1.344	1.318	0.838
Septembre	119.0	55.25	15.68	141.3	137.9	1.119	1.098	0.863
Octobre	72.0	39.11	11.43	92.8	90.4	0.760	0.745	0.892
Novembre	38.5	21.86	5.96	56.8	55.2	0.479	0.468	0.915
Décembre	26.7	15.70	2.73	41.7	40.6	0.358	0.348	0.928
Année	1293.9	588.41	11.12	1464.3	1427.9	11.723	11.489	0.872

Figure 18 : Tableau des principales variables et ses résultats

Les graphiques mensuels sont donnés en unités appelées *indice de performance normalisé* (fig.19). Ces variables ont été spécifiées par le *Joint Research Center (JRC) (Ispra)* pour un rapport standardisé de la performance des systèmes PV, et elles sont maintenant définies dans la norme internationale IEC61836. L'aide en ligne de PVsyst contient une explication complète de ces valeurs (vous pouvez accéder directement à cette section de l'aide en ligne en appuyant sur F1, lorsque vous êtes sur cette page du rapport).

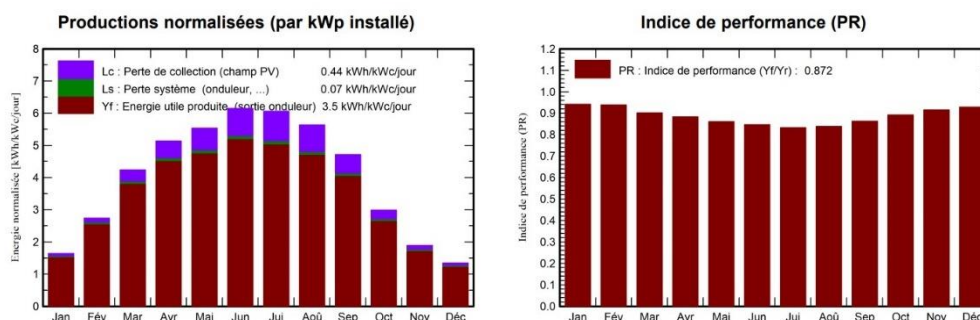


Figure 19 : Indices de performance normalisés

Comme indiqué auparavant, à la cinquième page se trouve le diagramme des pertes. C'est ainsi que le logiciel PVsyst présente le comportement du système, avec toutes les pertes détaillées. Ce diagramme est très utile pour l'analyse des choix de conception (fig.20), et devrait être utilisé lors de la comparaison des systèmes ou des variantes d'un même projet.

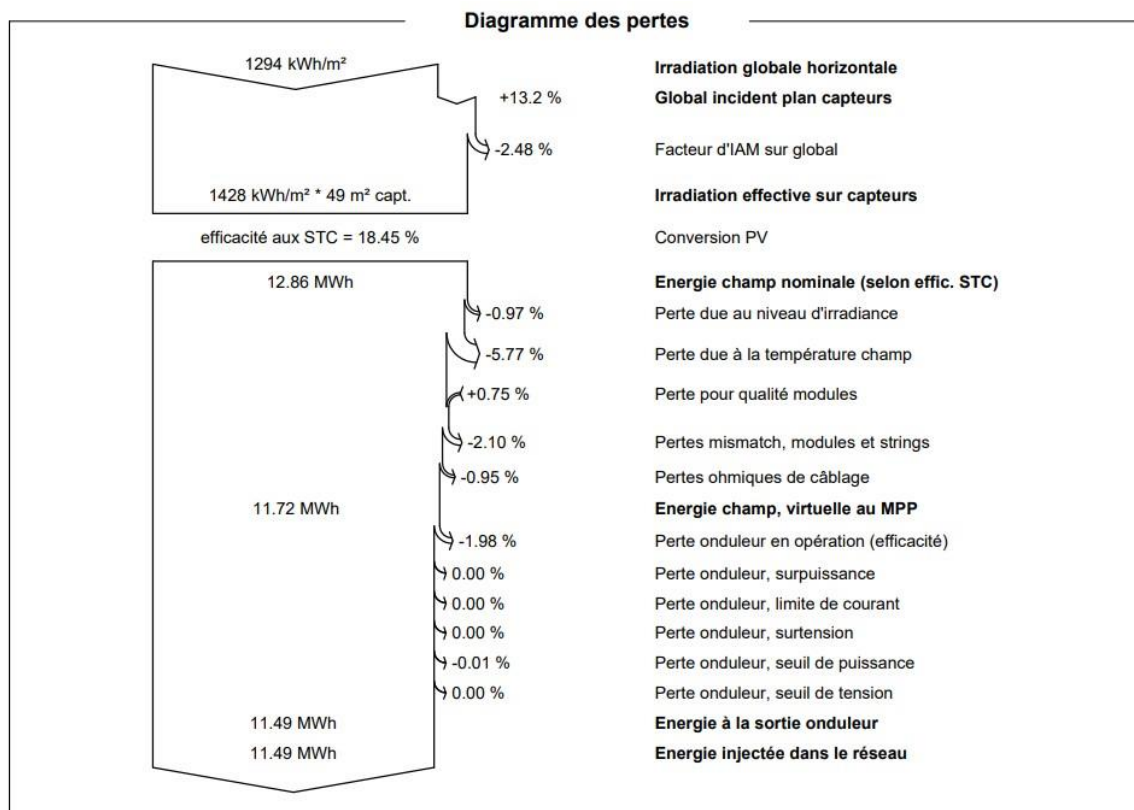
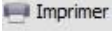


Figure 20 : Diagramme des pertes

Le rapport peut être envoyé à une imprimante ou copié dans le presse-papiers. Ces options sont accessibles via le bouton  .

Vous pouvez sélectionner les parties du rapport devant être imprimées ou copiées et définir les commentaires qui apparaîtront dans l'en-tête du rapport (fig.21). Le bouton « Paramètres » permet de personnaliser plus de détails pour les commentaires de l'en-tête et la résolution du document.

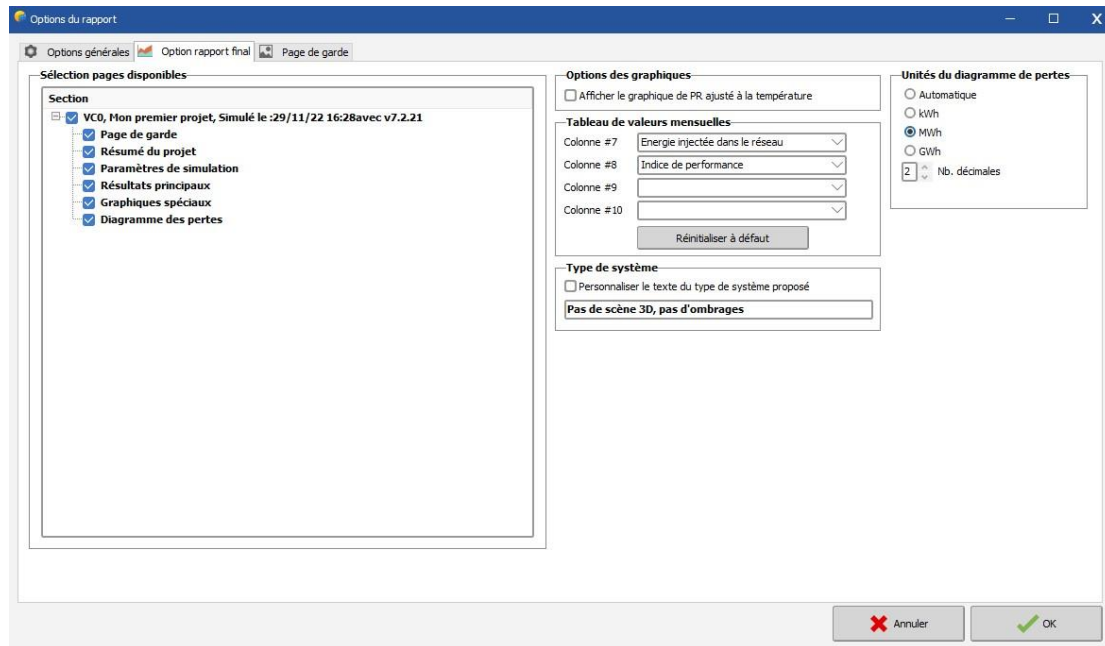


Figure 21 : Options du rapport

SAUVEGARDER LA SIMULATION

Il est important d'effectuer régulièrement des sauvegardes des différentes variantes pour des comparaisons ultérieures. Choisissez un titre significatif pour identifier facilement votre variante. Ce titre sera mentionné sur le rapport.

La première variante sera enregistrée dans le fichier « DEMO_Residential_Geneva_First Simulation.VC0 ». Les variantes ultérieures obtiendront les terminaisons de fichier VC1, VC2, etc.

Pour créer une nouvelle variante, assurez-vous d'utiliser « Enregistrer sous » pour éviter d'écraser vos variantes précédentes. Pour ouvrir les simulations précédentes du projet, il suffit de sélectionner une variante dans la liste déroulante.

1.5 Ajouter des détails supplémentaires à votre variante

Après cette première simulation *standard*, vous pouvez progressivement ajouter les détails spécifiques à votre projet. Il est conseillé d'effectuer et de sauvegarder une nouvelle simulation à chaque étape, afin de vérifier son effet et sa pertinence - notamment en analysant le *diagramme de pertes*.

1.5.1 Ombres lointaines, profil Horizon

Le profil d'horizon n'est adapté que pour ombrager des objets situés suffisamment loin de votre système PV, de sorte que les ombrages peuvent être considérés comme globaux sur votre installation. C'est le cas lorsque la distance par rapport à l'objet d'ombrage est supérieure à environ 10 fois la taille du système PV. Le profil d'horizon est une courbe définie par un ensemble de points (hauteur, azimut).

Les ombrages lointains fonctionnent en mode ON/OFF : en d'autres termes, le soleil est présent ou absent sur le champ. Lorsque le soleil est derrière l'horizon, la composante faisceau devient nulle. L'effet sur la composante diffuse est expliqué ci-dessous.

En cliquant sur le bouton « *Horizon* », un graphique des courses du soleil pour le site du projet s'ouvre (fig. 22).

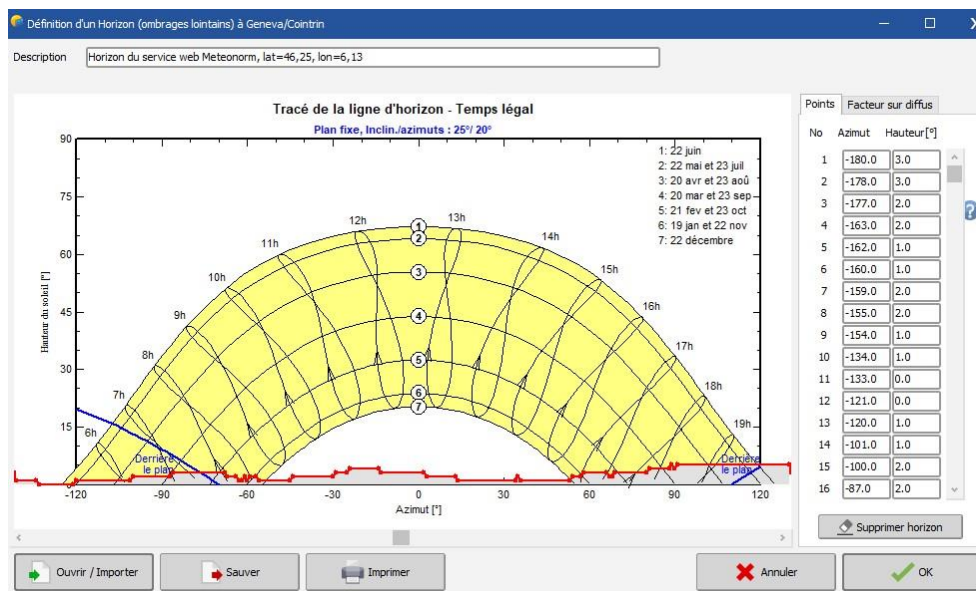



Figure 22 : Dessin de la ligne d'horizon

Vous pouvez soit définir la ligne d'horizon manuellement, pour cela, les valeurs (hauteur, azimut, ensemble de points) doivent être enregistrées sur place à l'aide d'une boussole et d'un clinomètre (mesure des angles de hauteur), d'un géomètre ou d'un instrument spécifique, de photographies, etc, soit importer une ligne d'horizon générée avec le dispositif *SunEye* ou un logiciel dédié.

Définir une ligne d'horizon à la main

Vous pouvez déplacer n'importe lequel des points rouges, en le faisant glisser avec la souris, ou définir avec précision ses valeurs dans les boîtes d'édition situées à droite. Pour créer un nouveau point, faites un clic droit n'importe où. Pour supprimer un point, effectuez un clic droit sur le point. Vous pouvez sauvegarder cet horizon comme un fichier pour l'utiliser dans d'autres projets PVsyst.

Lorsque vous cliquez sur le bouton , vous obtenez le dialogue « *Lecture / importation du profil d'horizon* » (fig.23). Vous pouvez soit lire une ligne d'horizon que vous avez précédemment sauvegardée dans PVsyst, soit importer un format prédéfini à partir de sources externes à PVsyst.

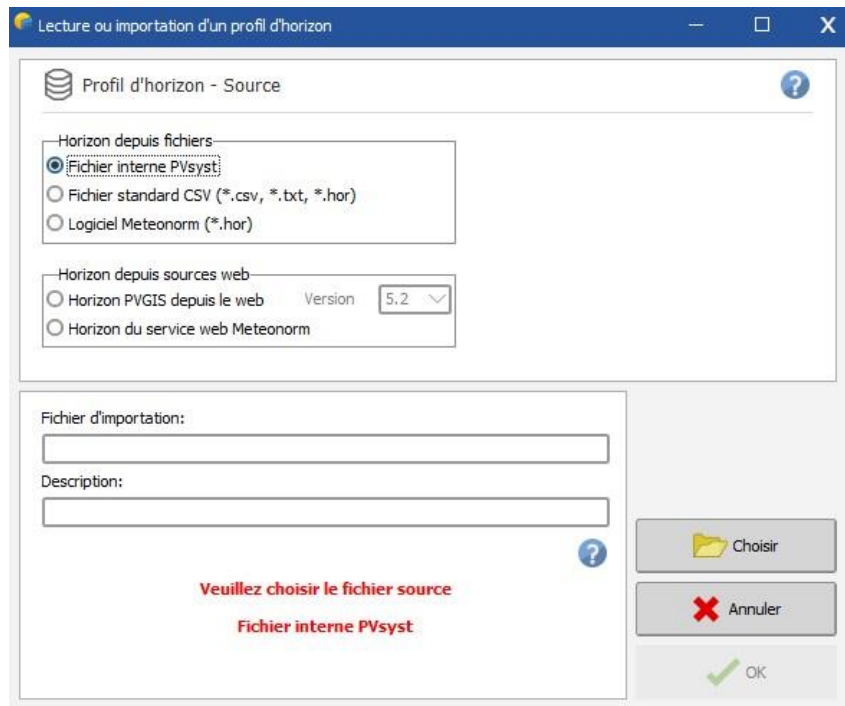


Figure 23 : Boite de dialogue de lecture / importation du profil d'horizon

Importation de l'horizon à partir de l'instrument Solmetric SunEye

Le *SunEye* enregistre la ligne d'horizon en utilisant une caméra *fisheye* et fournit le résultat dans plusieurs fichiers. Vous devez sélectionner le fichier appelé « *ObstructionElevation.csv* ». Veillez à ne pas utiliser le fichier « *Sky0x_PVsyst.hor* » ! Il s'agit d'un format obsolète créé par Solmetrics pour les anciennes versions 4.xx de PVsyst.

NB : Si des objets proches sont présents sur les photos prises par le *SunEye*, vous devez les supprimer des données en éditant la ligne d'horizon après l'importation.

Importation de l'horizon à partir du logiciel *Carnaval*

Carnaval est un logiciel libre géoréférencé (incluant les données altimétriques), capable de créer une ligne d'horizon à partir des coordonnées géographiques - Latitude et Longitude - d'un site. Il ne fonctionne que pour les sites situés en France et dans les pays limitrophes.

NB : Il ne faut pas utiliser l'option *objets proches* de ce logiciel pour créer les ombres lointaines de PVsyst. *Carnaval* produit un fichier nommé « *VotreProjet.masque.txt* ». Vous devrez renommer ce fichier en supprimant les caractères « *.masque* », PVsyst n'acceptant pas les noms de fichiers comportant deux points.

Importation d'horizon à partir du logiciel *Horiz'ON*

L'outil *camera master* est un support spécial pour les appareils photo, permettant de prendre une série de photos par pas précis de rotation horizontale (tous les 20° en azimut). Le logiciel *Horiz'ON* rassemble ces photos en une seule image panoramique, sur laquelle vous pouvez tracer la ligne d'horizon à l'aide de la souris. Le logiciel produira un format de fichier de la ligne d'horizon directement lisible dans PVsyst.

NB : Lorsque vous voulez créer une ligne d'horizon à partir d'un emplacement géographique (comme dans *Carnaval* ou *Meteonorm*), les coordonnées exactes de votre système PV doivent être soigneusement définies. Vous pouvez les déterminer à l'aide de GoogleEarth ou d'un instrument GPS. Nous vous rappelons qu'un degré de latitude correspond à 111 km, une minute à 1850 m et une seconde à 31 m. Pour la longitude, ceci est également valable pour les emplacements situés sur l'équateur. Puis, lorsque l'on s'éloigne de l'équateur, ces valeurs diminuent.

Utilisation de l'horizon dans la simulation

Après avoir défini une ligne d'horizon (fig. 24), le bouton dans le tableau de bord du projet passe du gris au vert. Si nous effectuons à nouveau une simulation, l'ombrage de l'horizon sera pris en compte.

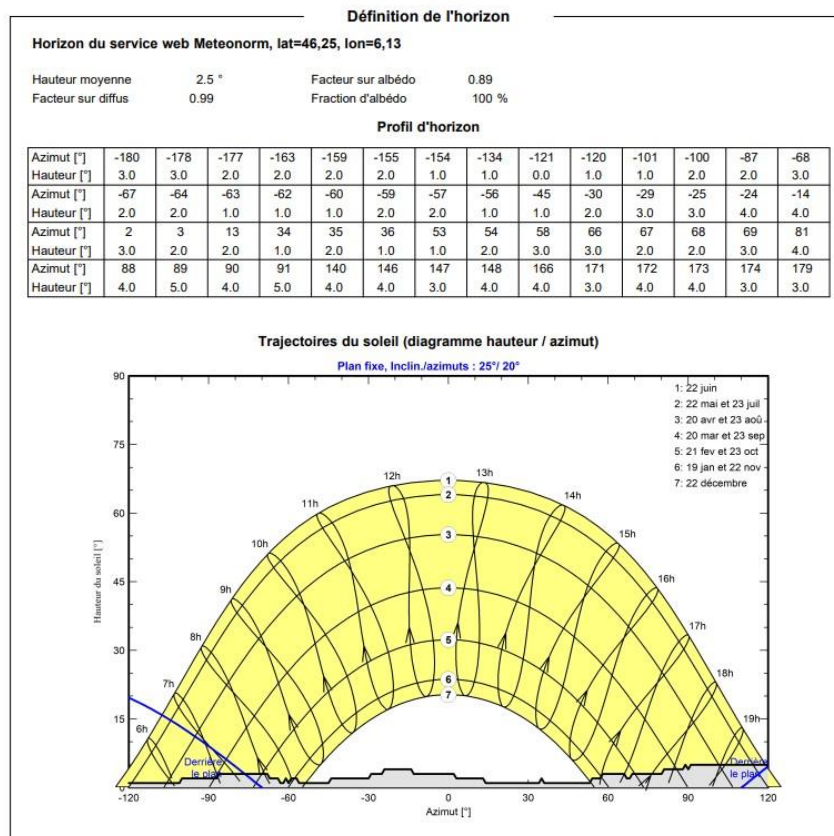


Figure 24 : Définition de l'horizon et graphique du soleil

Le rapport aura maintenant une page supplémentaire. Sur cette dernière, vous trouverez la définition de l'horizon et le graphique du soleil incluant l'effet d'ombrage lointain.

De même, le diagramme des pertes sur la dernière page du rapport inclura désormais l'effet des ombres lointaines (fig. 25).

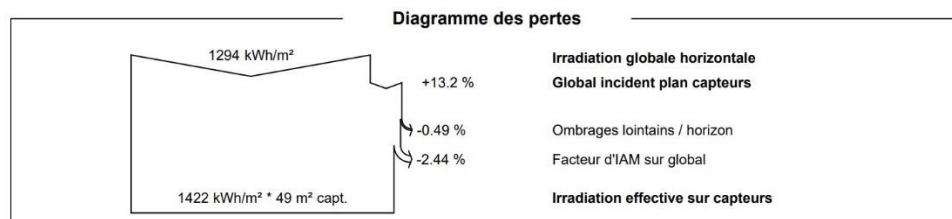


Figure 25 : Effet des ombres lointain sur le diagramme des pertes

1.5.2 Ombres proches, construction 3D

La construction des ombres proches est décrite dans le chapitre dédié « *Construction des Ombres proches en 3D* ».

1.5.3 Pertes détaillées

Il existe plusieurs paramètres initialisés par PVsyst à des valeurs par défaut. Cela est raisonnable pour les premières simulations, mais il faut les modifier selon les spécificités de votre système, afin d'ajouter plus de précision à votre simulation. Ces paramètres sont accessibles avec le bouton « *Pertes détaillées* » dans le tableau de bord du projet (fig.26).

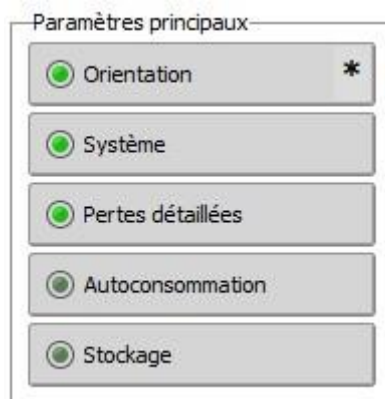


Figure 26 : Paramètres principaux pour les pertes détaillées

La boîte de dialogue « *Paramètres détaillé des pertes du champ PV* » s'affiche. Elle contient les neuf onglets suivants :

- Paramètres thermiques
- Pertes ohmiques
- Qualité du module - LID - Mismatch
- Pertes par encrassement
- Pertes IAM
- Auxiliaires
- Vieillessement
- Indisponibilité
- Correction spectrale

PARAMETRES THERMIQUES

Le comportement thermique du champ est calculé à chaque étape de la simulation, par un bilan thermique. Ceci établit la température de fonctionnement instantanée utilisée par la modélisation des modules PV.

Le bilan thermique implique le *facteur de perte de chaleur* $U = U_c + U_v - \text{Vitesse du vent}$ [W/m²-K]. Dans la pratique, nous conseillons de ne pas utiliser la dépendance au vent. En effet, la vitesse du vent n'est généralement pas bien définie dans les données météorologiques, tout comme le paramètre U_v . Par conséquent, nous indiquons $U_v = 0$ et incluons un effet moyen du vent dans le terme constant.

Selon nos propres mesures sur plusieurs systèmes, PVsyst propose (fig.27):

- $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$, pour une circulation d'air libre complète autour des capteurs (capteurs autoportants).
- $U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$, pour des modules semi-intégrés avec un conduit d'air à l'arrière.
- $U_c = 15 \text{ W/m}^2\text{K}$, pour les modules intégrés (isolés par l'arrière), car une seule surface participe au refroidissement par convection/radiation.

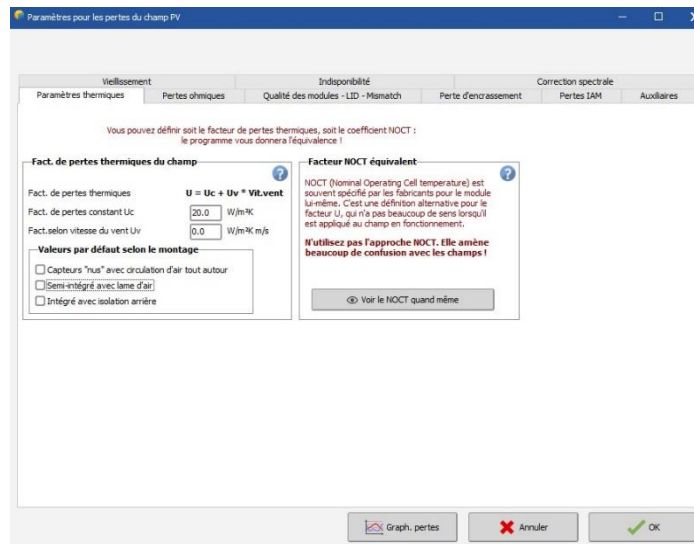


Figure 27 : Boite de dialogue des paramètres détaillés des pertes du champ PV

Il n'existe pas de valeurs bien établies pour les situations intermédiaires avec circulation d'air en retour. Notre mesure a donné $18 \text{ W/m}^2\text{K}$ sur des modules quasi-horizontaux sur une toiture en acier, avec un espacement de 8 cm et sans capteurs joints.

NB : jusqu'à la version 5.1 de PVsyst, la valeur par défaut de U_c était de 29 W/m^2 (en pose libre). A partir de la version 6, la valeur par défaut est fixée à 20 W/m^2 car de nos jours, de plus en plus d'installations sont construites de manière intégrée.

Le *facteur NOCT standard (Nominal Operating Cell Temperature)* est la température que le module atteint en équilibre dans des conditions environnantes et de fonctionnement très spécifiques. Cette dernière peut se trouver avec les spécifications du module, fournies par les fabricants. Elle n'est pas réellement pertinente pour la simulation, car les conditions pour lesquelles elle est spécifiée sont très éloignées d'un fonctionnement réaliste du module. PVsyst le mentionne dans un souci d'exhaustivité et à des fins comparatives avec les spécifications du fabricant.

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'installation. Ces pertes peuvent être caractérisées par un seul paramètre R défini pour le réseau global (fig.28).

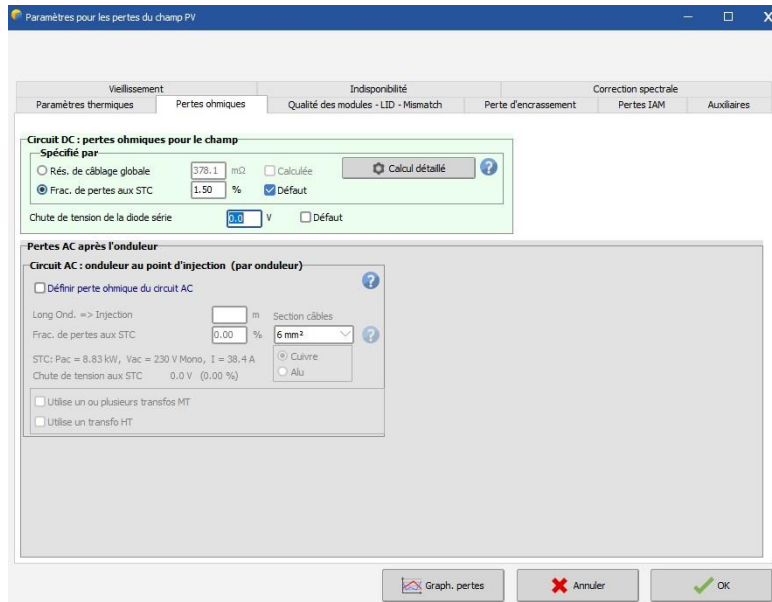


Figure 28 : Paramètres de perte ohmique

Le programme propose par défaut une fraction de perte globale de câblage de 1,5% par rapport aux conditions de fonctionnement STC, mais vous disposez d'un outil spécifique pour établir et optimiser les pertes ohmiques (appuyez sur le bouton « *Calcul détaillé* »). Cet outil demande la longueur moyenne des câbles pour les boucles de la chaîne, et entre les boîtes de jonction intermédiaires et l'onduleur, et aide à la détermination des sections de câbles.

NB : rappelez-vous que la perte de câblage se comporte comme le carré du courant. Par conséquent, un fonctionnement à mi-puissance (500 W/m^2) n'entraînera qu'un quart de la perte relative. La perte effective pendant une période donnée sera exprimée comme résultat de la simulation et indiquée sur le diagramme de perte. Elle est généralement de l'ordre de 50-60% de la perte relative spécifiée ci-dessus lors d'un fonctionnement à MPP.

Il est également possible d'inclure les pertes entre la sortie de l'onduleur et le point d'injection (compteur d'énergie) (fig.29). Pour cela, il faut définir la distance et la perte apparaîtra dans le diagramme de pertes.

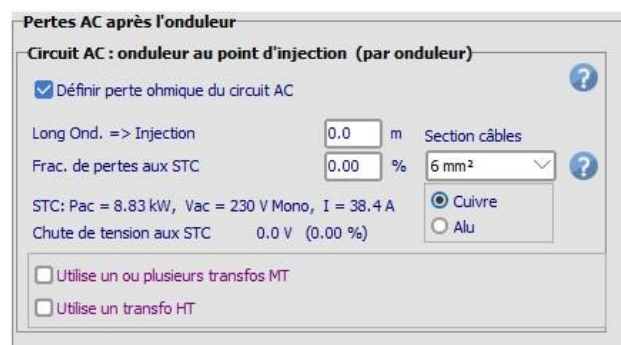


Figure 29 : Définition des pertes AC après l'onduleur

En outre, il existe une option permettant d'inclure les pertes dues à un transformateur externe (fig.30). Si vous sélectionnez cette option, vous obtiendrez deux boutons radio dans le cadre *Circuit AC*, grâce auxquels vous pouvez sélectionner si les pertes AC à prendre en compte sont entre l'onduleur et le transformateur, ou entre le transformateur et le point d'injection.

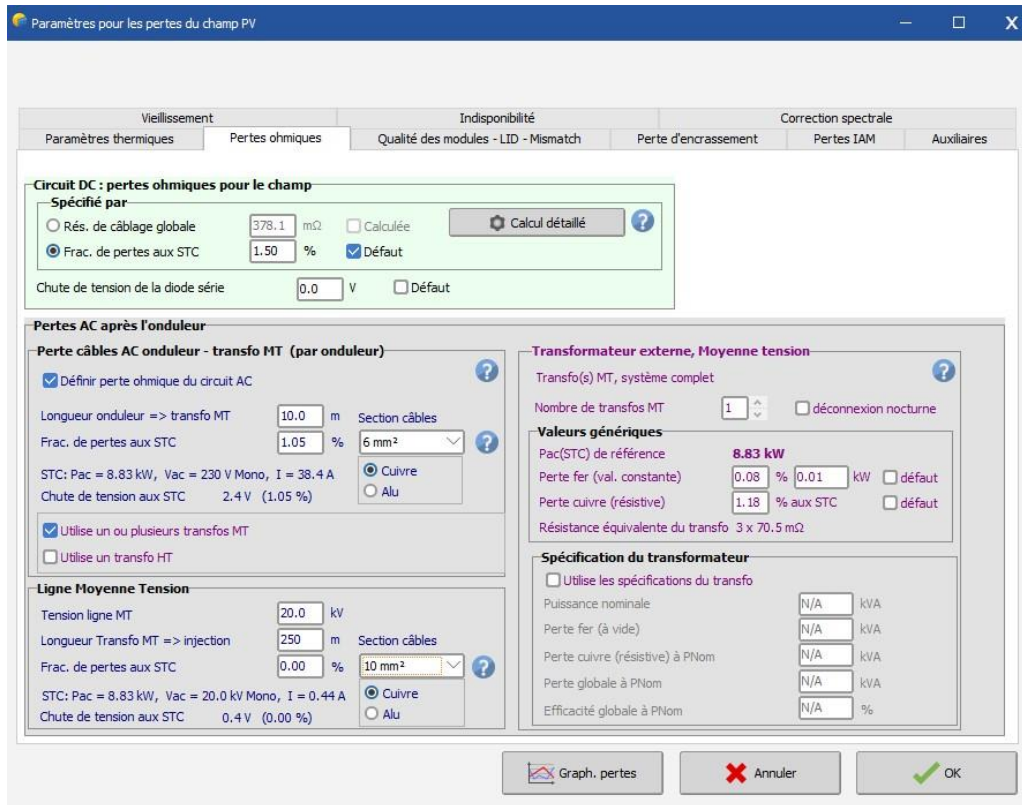


Figure 30 : Pertes dues au transformateur externe

QUALITE DU MODULE – LID -MISMATCH

QUALITE DU MODULE

L'objectif de ce paramètre est de refléter la confiance que vous mettez dans la correspondance des performances réelles de votre ensemble de modules, par rapport aux spécifications du fabricant. La valeur par défaut de PVsyst est la moitié de la tolérance inférieure des modules (fig.31).

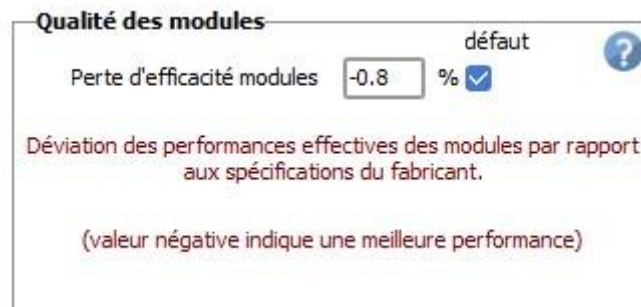


Figure 31 : Perte d'efficacité du module PV

La valeur spécifiée dans ce champ peut ne pas être exactement la même que celle indiquée dans le « Diagramme des pertes du réseau ». La raison étant que ce paramètre est défini par rapport aux conditions d'essai standard (STC), tandis que la valeur du diagramme est donnée par rapport à l'énergie précédente.

LID - DEGRADATION INDUITE PAR LA LUMIERE

La dégradation induite par la lumière se produit dans les premières heures de fonctionnement du module. Les valeurs typiques sont d'environ 2%, mais vous pouvez définir une valeur différente dans ce champ (fig.32).



Figure 32 : Pertes LID

MISMATCH

Les pertes dues au *Mismatch* sont liées au fait que les modules d'un réseau n'ont pas exactement les mêmes caractéristiques I/V. Dans une chaîne de modules photovoltaïques, le module le plus mauvais alimente le courant de la chaîne (fig.33).

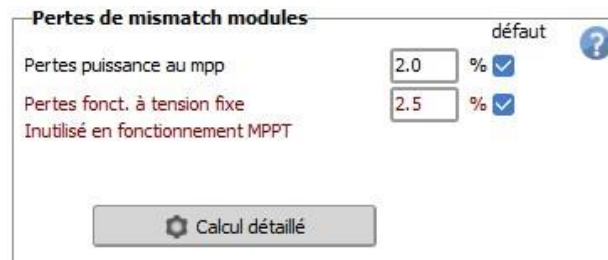


Figure 33 : Pertes de mismatch modules

Le bouton « *Calcul détaillé* » aide à comprendre ce phénomène et donne des indications sur le paramètre de perte à fixer pour la simulation, en fonction de votre estimation de la non-homogénéité de l'ensemble des modules (fig.34).

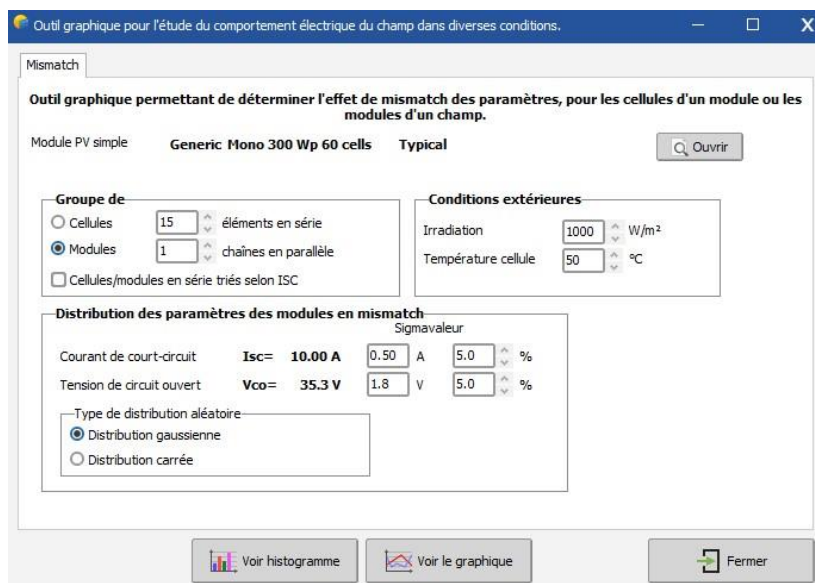


Figure 34 : Outil graphique pour l'étude du comportement électrique du champ dans diverses conditions

Ce paramètre agit comme une perte constante pendant la simulation. Il est plus faible pour les modules à couche mince. Il peut devenir quasi nul, si les modules sont bien triés en fonction de leurs performances réelles (résultats des flash-tests fournis par le fabricant).

NB : Il y a probablement une corrélation entre ces deux derniers paramètres. La perte de qualité du module est plutôt liée à la moyenne de distribution du module, alors que l'inadéquation se réfère à sa largeur.

PERTE D'ENCRASSEMENT

D'après notre expérience, l'effet de l'encrassement est négligeable dans les zones résidentielles à climat tempéré (fig.35).

The image shows two panels from a software interface. The left panel, titled 'Fact. d'encrassement annuel', has a 'Défaut' label and a question mark icon. It contains a text input field for 'Facteur de perte annuelle' with the value '2.5' and a '%' symbol. Below it is a checked checkbox labeled 'Définir valeurs mensuelles'. The right panel, titled 'Val. d'encrassement mensuelles', displays a table of monthly soiling loss percentages. At the bottom of this panel is a button with a checkmark and the text 'Tous comme Janvier'.

Month	Value (%)
Jan.	10.0
Fév.	5.0
Mars	0.0
Avr.	0.0
Mai	0.0
Juin	0.0
Jui.	0.0
Août	0.0
Sep.	0.0
Oct.	0.0
Nov.	5.0
Déc.	10.0

Figure 35 : Pertes d'encrassement

Il peut devenir important dans certains environnements industriels (par exemple près des lignes de chemin de fer), ou sous des climats désertiques. La perte de salissure peut être définie individuellement pour chaque mois afin de prendre en compte les nettoyages périodiques ou les périodes pluvieuses.

Ce paramètre peut également être utilisé pour décrire l'effet de la neige recouvrant les panneaux (par exemple, indiquer 50% pendant les mois d'hiver avec 15 jours de neige).

PERTE IAM

L'effet d'incidence (le terme désigné est IAM, pour « Incidence Angle Modifier ») correspond à la diminution de l'éclairement atteignant réellement la surface des cellules PV, par rapport à l'éclairement sous incidence normale. Cette diminution est principalement due aux réflexions sur le couvercle en verre, augmentant avec l'angle d'incidence.

La perte de transmission est un phénomène général, dû à la réflexion et à la transmission du rayon solaire à chaque interface de matériau (air-verre, verre-EVA, EVA-cellule), ainsi qu'à une certaine absorption dans le verre. Cela se produit pour tout rayon d'incidence. Pour une incidence normale, la réflexion est de l'ordre de 5%, et est incluse dans la performance STC mesurée. L'IAM ne concerne que la dépendance angulaire de cet effet, c'est-à-dire qu'il est normalisé à la transmission sous incidence perpendiculaire (angle d'incidence 0°).

PVsys utilise une fonction IAM, décrivant le déficit de transmission en fonction de l'angle d'incidence. Cette fonction s'applique soit à la composante du faisceau, soit au diffus et à l'albédo, à l'aide d'une intégrale sur toutes les directions « vues », en supposant une distribution isotrope de l'irradiance diffuse.

AUXILIAIRES

La consommation des auxiliaires est l'énergie utilisée pour la gestion du système (fig.36). Il peut s'agir de ventilateurs, de climatisation, d'appareils électroniques, de lumières ou de toute autre consommation d'énergie devant être déduite de l'énergie PV générée et injectée dans le réseau.

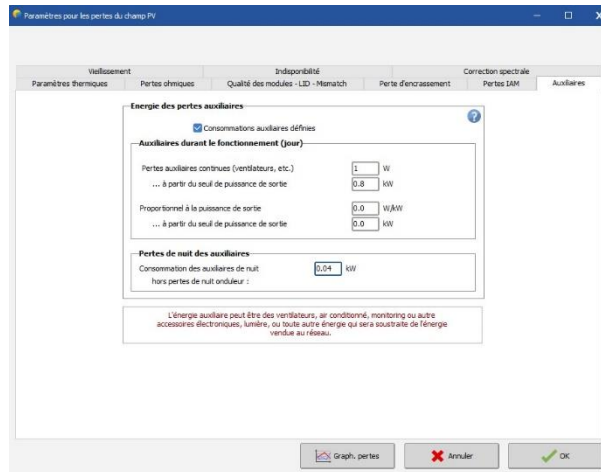


Figure 36 : Définition des auxiliaires

VEILLISSEMENT

La garantie du fabricant est souvent utilisée comme référence en matière de perte lors de la conception de systèmes PV, ce qui correspond généralement à une perte d'efficacité d'environ 20 % après 25 ans. Cependant, la garantie du fabricant doit être interprétée comme une limite inférieure pour tout module PV individuel.

Ici, nous définissons un taux de dégradation moyen (pour un ensemble de modules) (fig.37). Cette valeur de perte peut être bien inférieure à cette limite de dégradation. Certaines études expérimentales mentionnent des taux de dégradation de l'ordre de -0.3%/an mesurés en moyenne sur plusieurs modules (et mesurés avec des modules très anciens fabriqués dans les années 80-90, avec d'anciennes technologies). Les mesures du taux de dégradation à long terme sont relativement rares.

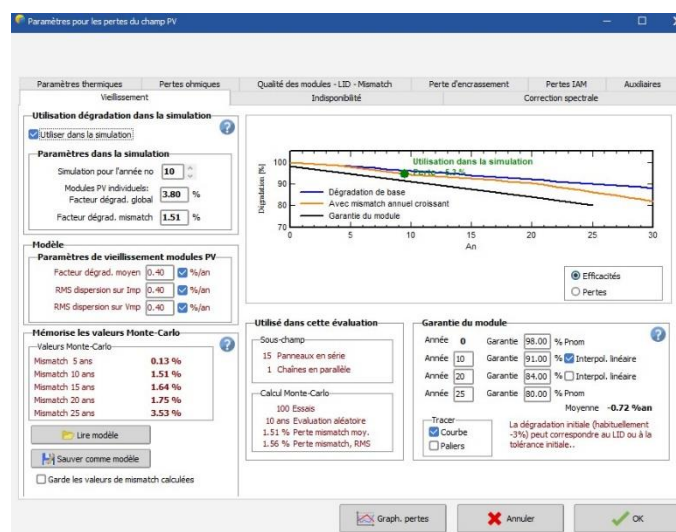


Figure 37 : Outil pour la définition du vieillissement

INDISPONIBILITE DU SYSTEME

Il est parfois utile de prévoir des pannes de système ou des 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 (fig.38). Comme cela est généralement imprévisible, vous avez la possibilité de définir des périodes spécifiques d'indisponibilité du système, ou de générer ces périodes de manière aléatoire. La perte d'énergie effective dépend de la saison et du temps, pendant les périodes d'indisponibilité. Par conséquent, cette dernière n'a qu'une signification statistique.

Indisponibilité du système	
Probabilité d'indisponibilité	2.0 %
Durée d'Indisponibilité	7.30 jours/an
Nombre de périodes	3
<input type="button" value="Distrib. Aléatoire"/>	

Périodes d'indisponibilité		
Date/Heure début	Durée	
02/02/1990 00:00:00	58	heure
12/11/1990 19:00:00	58	heure
22/11/1990 03:00:00	58	heure

Figure 38 : Indisponibilité du système

CORRECTION SPECTRALE

La correction spectrale prend en compte les modifications du spectre solaire dues à la diffusion et à l'absorption dans l'atmosphère (fig.39). Ces changements dépendent de la teneur en eau de l'atmosphère, des aérosols et de la distance parcourue par la lumière, exprimée en masse d'air (MA). Il existe plusieurs modèles mis en œuvre dans PVsyst pour décrire la correction spectrale :

- 1- Le modèle *CREST* : utilisé pour les modules en silicium amorphe. Cette correction est appliquée automatiquement.
- 2- La correction spectrale : pour les modules PV dans la base de données *Sandia*. Cette correction est appliquée automatiquement.
- 3- Le modèle de correction spectrale de *FirstSolar* : désactivé par défaut, mais peut être activé par l'utilisateur.

Utiliser la correction spectrale dans la simulation

Modèle FirstSolar

Selon technologie module PV

C0: 0.8591400
C1: -0.0208800
C2: -0.0058853
C3: 0.1202900
C4: 0.0268140
C5: -0.0017810

Ensemble de coefficients: Monocrystalline Si

Données Météo: Humidité relative disponible dans les variables météo. L'eau précipitable sera estimée à partir de ces valeurs.

Panneaux PV: Modèle de panneau PV: Mono 300 Wp 60 cells

Figure 39 : Définition de la correction spectrale

GRAPHIQUE DES PERTES

Pour visualiser l'impact des pertes sur le comportement I/V du champ, cliquez sur « Graphique des pertes » pour accéder à la fenêtre « Comportement du champ PV pour chaque effet de perte ».

Dans le champ supérieur droit, vous pouvez définir les conditions de fonctionnement du réseau. Dans le champ en dessous, vous sélectionnez le type de perte que vous souhaitez afficher. La courbe rouge donne les conditions nominales, représentant la limite supérieure de la performance du système. Pour chaque perte sélectionnée, vous obtiendrez une courbe d'une couleur différente.

1.5.4 Exemples de diagramme des pertes

Après avoir exécuté la simulation avec les différentes variantes, il est possible de comparer les résultats entre elles directement à partir du rapport. Les divergences entre les rapports sont mises en évidence.

La figure 40 illustre la comparaison du diagramme de pertes entre deux variantes. Le diagramme de gauche représente les résultats avec l'horizon et les ombrages linéaires tandis que le diagramme de droite modélise celui de la première simulation, sans plus de détails.

NB : le rapport pour l'horizon et les ombrages linéaires possède désormais 8 pages au lieu de 6. Les pages supplémentaires incluent des informations sur l'horizon avec le diagramme de la trajectoire du soleil, qui se trouve maintenant en page 4, et le paramètre des ombrages proches avec ses diagrammes iso-shading associés, désormais inclus en page 5.

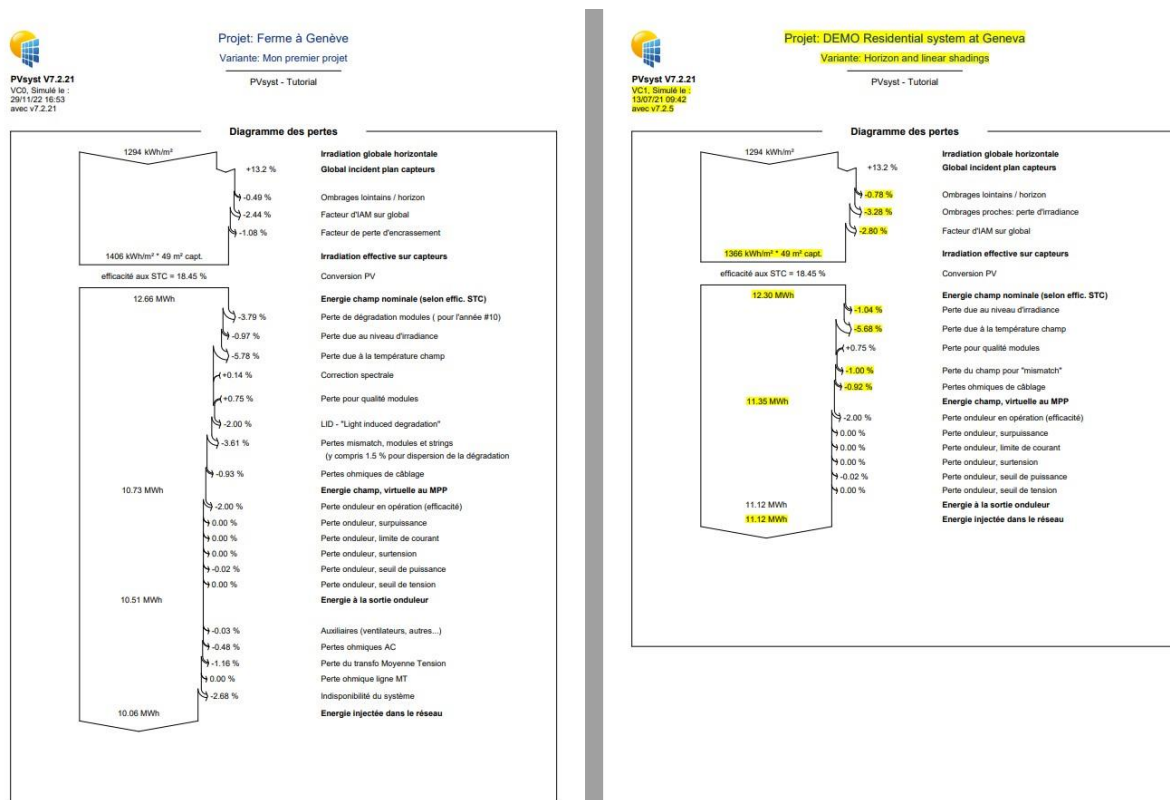


Figure 40 : Outil de comparaison de deux diagrammes des pertes

Par la suite, quelques autres exemples de pertes sont illustrés.

Exemple N°1 :

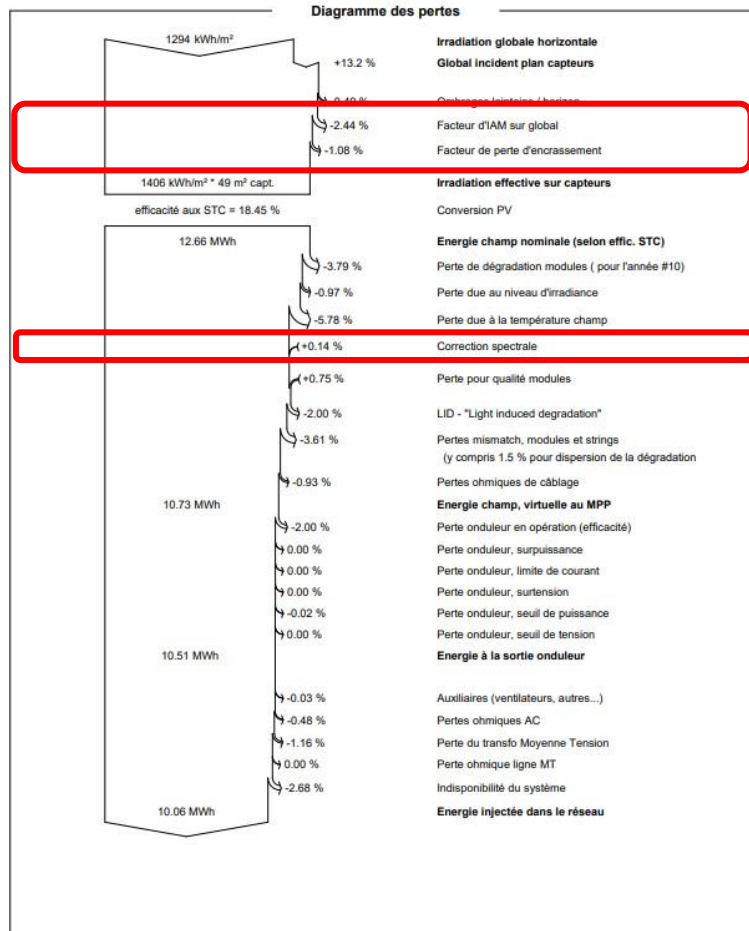


Figure 41 : Exemple N°1 du diagramme des pertes

Dans cet exemple (fig.41), nous constatons une perte de -1.08 % du facteur d'encrassement. Cela est dû à l'accumulation de saleté sur le système affectant les performances. La définition des facteurs de perte d'encrassement peut être déterminée dans PVsyst.

Un gain de correction spectrale de +0,14% est également observé. La correction spectrale tient compte des changements dans le spectre solaire en raison de la diffusion et de l'absorption dans l'atmosphère, où un ensemble de coefficients est défini par défaut, lorsque la correction spectrale est activée pour une simulation.

Exemple N°2 :

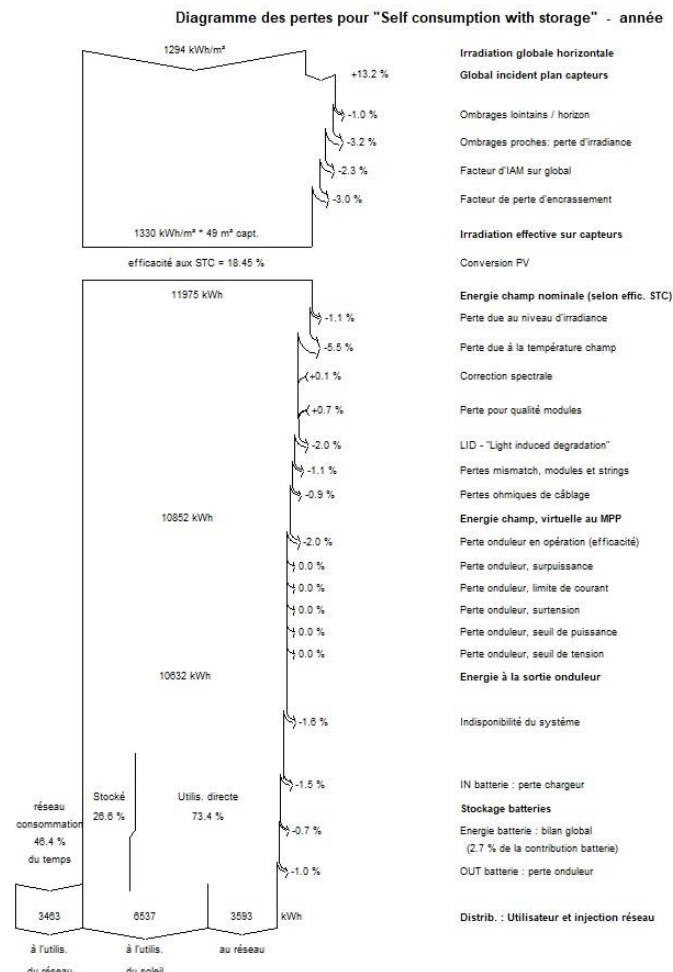


Figure 42 : Exemple N°2 du diagramme des pertes

Dans ce deuxième exemple (fig.42), une autre branche du diagramme des pertes apparaît, représentant la perte dans la stratégie d'autoconsommation avec stockage. Cette stratégie consomme sa propre énergie produite par le système PV et tire un minimum d'énergie du réseau. Le schéma communique des informations sur la charge de la batterie et le coût de l'énergie stockée, qui dépendra fortement du dimensionnement du système.

1.6 Conclusion

Dans ce document, nous avons démontré l'approche de base pour exécuter un premier projet de simulation sur PVsyst en utilisant un exemple, en partant des spécifications du projet, en sauvegardant ce dernier, en exécutant et en analysant les résultats sur le rapport et en ajoutant des détails supplémentaires à la variante du projet.

Le chapitre suivant présente les bases de la construction d'ombrage proche pour les systèmes connectés au réseau.