



PV*SOL advanced

Version 6.0

Conception et simulation
pour les installations photovoltaïques

Avis de non-responsabilité

Malgré tout le soin apporté à la publication des textes et des illustrations, des erreurs ont pu se glisser dans leur contenu. Le manuel sert uniquement à décrire le produit et ne saurait en aucun cas être interprété comme une garantie de ses propriétés au sens juridique du terme. Les informations erronées ou tout dommage en résultant ne sauraient en aucun cas engager la responsabilité de l'éditeur et des auteurs. De même, ils ne sauraient fonder de quelconques prétentions à indemnités. Les informations contenues dans le présent manuel sont sous réserve d'exactitude. L'utilisation du logiciel décrit dans le présent manuel est soumise à l'acceptation du contrat de licence qui sera affiché lors de l'installation du programme. Ceci ne vous ouvre aucun droit au titre de la responsabilité.

Droits d'auteur et marque déposée

PV*SOL® est une marque déposée de Dr. Gerhard Valentin.

Windows®, Windows Vista®, Windows XP® et Windows 7® sont des marques déposées de la société Microsoft Corp. Tous les noms de programmes et désignations mentionnés dans le présent manuel sont également susceptibles d'être des marques déposées des fabricants. Leur utilisation à des fins commerciales ou à toute autre fin est interdite. Sous réserve d'erreurs.

Copyright © 2004 - 2013 Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH

Dr. Valentin EnergieSoftware
GmbH
Stralauer Platz 34
10243 Berlin
Allemagne

Tel.: +49 (0)30 588 439 - 0
Fax: +49 (0)30 588 439 - 11

info@valentin.de
www.valentin.de

Valentin Software, Inc.
31915 Rancho California Rd, #200-
285
Temecula, CA 92591
USA

Tel.: +001 951.530.3322
Fax: +001 858.777.5526 fax

info@valentin-software.com
<http://valentin-software.com/>



Gestion: Dr. Gerhard Valentin
Tribunal d'instance Berlin-Charlottenburg, Allemagne
HRB 84016

1 Configuration requise

- **Accès Internet:** L'accès à Internet est fortement recommandé. Il ya plusieurs liens vers le Web dans le programms. Le rentabilité pour les endroits aus États-Unis utilise un service web. En outre, le programme est mis à jour via Internet.
- **Fréquence du horloge de systeme (Processeur) :** 1,5 GHz
- **Mémoire vive :** 1 GB
- **Disque dur :** 700 Mo
- **Résolution moniteur :** min. 1024 x 768 pixels
- **Systèmes d'exploitation :** Windows Vista, Windows 7; chacun avec derniers Service Packs; Windows 8
- **Carte graphique :** 3D, compatible DirectX, 128 Mo , OpenGL version 1.1 (pour Photo Plan) , pilot d'imprimante
- **Logiciels :** **DirectX**, version 9.0c ; **.NET-Framework*** version 4.0 (Full), Microsoft Installer 4.5

Droits

Pour utiliser le programme, vous devez également disposer de droits complets (accès complet, accès administrateur) sur le répertoire d'installation du programme.

Connexion Internet

Le programme vérifie dans les paramètres du système Windows quels sont les paramètres proxy utilisés et utilise ceux-ci pour établir une connexion Internet avec le serveur du logiciel Valentin. Le proxy entreprise est également utilisé, si existant.

Si toutefois le programme ne parvient pas à établir une connexion Internet, le message "Aucune connexion Internet" s'affiche alors. Nous recommandons dans ce cas que votre administrateur réseau prennent contact avec nous.

Paramètres régionaux : monnaie, chiffres, heure et date

Le programme reprend les formats définis sous Windows dans les paramètres régionaux pour la monnaie, les chiffres, l'heure et la date. Ces formats apparaissent également sur les impressions. Veillez à ce que les séparateurs décimaux et séparateurs de milliers soient différents.

* Le .NET Framework est installé automatiquement s'il n'est pas présent.

2 Enregistrement du programme

Menu *Aide* > *Info* > *Registration* > bouton *Modifier* *régistration*

Avec l'enregistrement du programme, vous pouvez passer de la *Version démo* à la *Version complète*.

1. Cliquez sur le bouton *Activer version complète* au démarrage du programme.
2. Vous devez déjà posséder un numéro de série pour procéder à l'enregistrement. Le numéro de série est fourni lors de l'achat du programme. Vous pouvez acquérir le programme dans notre boutique en ligne ou à l'aide de notre bon de commande.
3. Activez le programme avec le code d'activation que vous recevez au cours de l'enregistrement.

Il est possible de modifier un enregistrement déjà effectué en sélectionnant la boîte de dialogue *Aide* > *Info* > *Enregistrement*.

2.1.1 Numéro de série

Menu *Aide* > *Info* > *Registration* > bouton *Modifier registration*

Un numéro de série vous a été transmis à l'achat du logiciel. Le numéro se compose d'une combinaison bien de chiffres et de lettres. Entrez-le sans caractères d'omission, mais avec les traits d'union.

Vous le trouvez le numéro de série sur votre facture, sur la couverture du CD ou vous a été transmis par email dans le cas d'un achat online.

2.2 Conditions de licence

Combien de fois peut être installé le logiciel?

Le nombre d'installations possibles correspond au nombres de licences acquises par achat. Dans le cas d'avoir acquis et licence individuelle vous pouvez installer le logiciel sur un ordinateur de travail.

Dans le cas de vouloir un nouvel enregistrement et une nouvelle activation car votre hardware a changé et une reinstallation fût necessair, vous pouvez la demander avec ce <http://www.valentin.de/en/downloads/order-forms> préconcue.

2.3 Contrat de licence

Menu Ayuda › Info ... › Info programme › Indiquer le contrat de licence

Le contrat de licence s'affiche sous forme pdf et en anglais seulement (Licensing Provisions).

2.4 Contrat de maintenance

Afin de toujours disposer d'une version logicielle à jour, nous vous recommandons de conclure un contrat de maintenance (<http://www.valentin.de/en/sales-service/customer-service/software-maintenance-agreement>) en anglais.

La maintenance du logiciel inclut :

- Télécharger de mises à jour du programme.
- Télécharger des mises à jour des bases de données des composants, par ex. modules PV ou onduleurs.
- La réponse aux questions généralement posées sur la fourniture, le numéro de série, l'activation du ou des programme(s) logiciel(s), les mises à jour et la possibilité d'accéder aux données des composants.

3 Introduction

PV*SOL advanced est un programme de simulation permettant la conception et le calcul de rendement rapides des installations photovoltaïques couplées au réseau.

3.1 Points forts du programme :

Connexion simple :

- Évaluation automatique de la connexion optimale de l'onduleur
- Adaptation manuelle de la connexion grâce à l'assistant

Saisie de surfaces de modules par différent moyens :

- Évaluation du nombre de modules et visualisation de la surface de modules à l'aide d'une photographie de la maison
- Positionnement automatique des modules quelle que soit la forme du toit, laquelle peut être définie dans une vue graphique du toit en 2D
- Paramétrage simple de la surface de modules

Interprétation et présentation optimale des résultats :

- Simulation de rendement à l'heure d'installations PV couplées au réseau
- Pronostics économiques détaillés présentant des volumes de bénéfice (rendement, durée d'amortissement, valeur du capital)
- Configuration de la documentation du projet avec des pages de couverture, une page d'aperçu, etc. (export PDF)

Toujours actualisé :

- Bases de données régulièrement actualisées par les fabricants (modules PV, onduleurs)
- Mises à jour régulières disponibles via les mises à jour du programme

Aide optimale à l'utilisateur :

- Une structure claire des paramètres de saisie permet de compléter rapidement le projet. Il est possible de rentrer des paramètres détaillés dans des sous-dialogue.
- La vérification des saisies évite les erreurs de conception.
- Aide détaillée, manuel PDF imprimable
- Sélection simple des produits (modules PV, onduleurs) possible grâce aux favoris.

Autres points forts :

- Conception d'installations PV avec consommation propre ou revente de l'excédent
- Calcul des pertes CA, CC et par les câbles
- Sélection des données météorologiques via le code postal et la carte
- Saisie possible d'importantes données de projet

3.1.1 New in PV*SOL advanced

Version 6.0

With ever decreasing feed-in tariffs world-wide, our new simulation program PV*SOL advanced 6.0 is the right tool to calculate and design the best PV system.

For the first time, we calculate grid-connected PV systems with batteries. In combination with your own, measured load profiles, you can calculate own consumption precisely and verify that own consumption is profitable.


With PV*SOL advanced you can calculate as many PV module areas as needed, select several system inverter and combine them as needed. The automatic configuration calculates sensible inverter combinations in seconds even for PV systems with up to 100,000 PV modules.

In addition to clearly arranged results, which can be exported to table calculation (such as Excel), PV*SOL advanced gives you a detailed circuit diagram and exports it to Bitmap or DXF format (for AutoCAD).

You are entitled to one year of free software updates from the purchase date on.

<http://www.valentin.de/en/sales-service/customer-service/release-notes>










3.2 Guide rapide PV*SOL advanced

Allez de gauche à droite à travers toutes les boîtes de dialogue de la barre d'outils. Cliquez soit sur la touche *flèche* Continuer  à gauche ou utilisez les symboles.

Des messages d'erreur, des avertissements et des remarques s'affichent dans la fenêtre *Messages*.

À droite se trouve l'*Etat projet*, un aperçu des saisies effectuées.

-> Procédure d'accès à l'installation de votre choix :





1.  Données projet : Définissez les données du projet.
2.  Type d'installation et environnement : Sélectionnez les données météorologiques avec le site, définissez le réseau CA et sélectionnez un type d'installation :
 - Installation PV raccordée au réseau - Revente totale
 - (uniquement aux U.S.A.) Installation PV raccordée au réseau - Calcul en ligne des subventions et de la rentabilité
 - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques - Revente de l'excédent d'électricité
 - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques et installation accu - Revente de l'excédent d'électricité
3.  Consommation : Définissez les besoins énergétiques devrait répondre à votre installation.
4.  Modules PV : Sélectionnez un module. Couvrez votre surface de toit ou définissez directement le nombre de modules.
5.  Onduleur : Le programme pré-sélectionne des onduleurs. Vous devez sélectionner un maximum de 50 onduleurs avec quelles combinaisons d'interconnexion sont calculés et évalués. Ou saisissez directement des onduleurs et le raccordement du Tracker MPP.
6.  Système d'accus : indiquez les données concernant l'onduleur à accus et sélectionnez un type d'accu.
7.  Câbles : Définissez les câbles de branche, de courant continu et de courant alternatif.
8.  Simulation : La simulation de l'installation PV est exécutée.
9.  Résultats : L'ensemble des résultats sera traité sous forme de graphique et pourra être imprimé en vue d'une présentation au client ou exporté au format PDF .

-> Voir aussi : Introduction

version 10.Jun 2013

3.3 Messages

Une zone d'affichage de messages se trouve dans la partie inférieure du programme. Il existe quatre catégories de messages:

-  Informations : Les messages Informations sont des remarques et des astuces pour une conception optimale de votre projet.
-  Avertissements Les messages Avertissements s'affichent lorsque des données de votre projet ne sont pas cohérentes ou lorsque des réactions non appropriées se produisent dans le programme.
-  Pas de simulation : Les données que vous avez saisies sont incorrectes. De ce fait, plus aucune simulation ne peut être démarrée. Cela signifie que vous ne pouvez plus ouvrir la page Résultats ou Rentabilité .
-  Erreur : La saisie que vous avez effectuée est incorrecte. Vous ne pourrez quitter cette page qu'après correction de la saisie.

3.4 Série de programmes PV*SOL

Les programmes de la série PV*SOL facilitent le travail de conception et de simulation d'installations photovoltaïques des concepteurs. Ils incluent :



PV*SOL basic - Installations raccordées au réseau



PV*SOL Pro - Installations raccordées au réseau avec revente totale et
- Installations avec alimentation propre (Net Metering)



PV*SOL advanced - Installations raccordées au réseau avec alimentation propre et accumulateur



PV*SOL Expert - Installations raccordées au réseau avec revente totale et
- Installations avec alimentation propre (Net Metering)
- Visualisation 3D :






- Emplacement des modules
- Fixation des modules sur châssis
- Raccordement des modules
- avec analyse détaillée des ombres

-> Voir aussi : <http://www.valentin.de/produkte/photovoltaik>

3.5 Ou est ...?





PV*SOL advanced a une nouvelle interface utilisateur. Voici une liste des fonctionnalités, options, etc. de PV*SOL Pro et c'est là que vous les retrouverez dans PV*SOL advanced.

PV*SOL Pro	PV*SOL advanced
Conditions locales et outre par défaut :	
<p>Sélectionnez un concept de revente (totale ou l'excédent) :</p> <p>Menu <i>Fichier</i> > <i>Nouveau projet</i> > <input checked="" type="radio"/> <i>Revente totale</i> / <input type="radio"/> <i>Revente de l'excédent d'électricité</i></p> <p>-----</p> <p>-</p> <p>Sans raccordement au réseau, mais système autonome avec accumulateur</p> <p>Menu <i>Fichier</i> > <i>Nouveau projet</i> > <input checked="" type="radio"/> <i>Système autonome</i></p>	<p>Sélectionnez un type d'installation :</p> <p>Page <i>Météo, réseau et type d'installation</i> ></p> <p><input checked="" type="radio"/> <i>Installation raccordée au réseau avec revente totale /</i></p> <p><input checked="" type="radio"/> <i>Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs d'électricité (appelée "consommation propre") - Revente de l'excédent</i></p> <p>-----</p> <p>Seul les systèmes raccordées au réseau avec accus (systèmes autonomes sont à suivre)</p> <p>Page <i>Météo, réseau et type d'installation</i> ></p> <p><input checked="" type="radio"/> <i>Installation PV raccordée au réseau avec appareils électriques et Installation accu - Revente de l'excédent d'électricité</i></p>
<p>Sélectionnez données météorologiques / site de projet :</p> <p>Menu <i>Conditions locales</i> >  <i>Données météorologiques</i></p>	<p>Sélectionnez Données météorologiques / site de projet :</p> <p>Page  <i>Type d'installation et de l'environnement</i> > bouton  <i>Sélection ouvre Meteosyn</i></p>
<p>Éditez tarifs :</p> <p>Menu <i>Conditions locales</i> > <i>Tarifs</i></p>	<p>Éditez tarifs</p> <p>Menu <i>Bases de données</i> > <i>Prix d'achat / Tarifs de revente</i></p>
<p>Éditez secteur de tarif (heures pleines/THC) :</p> <p>Menu <i>Bibliothèques</i> > <i>Tarif d'achat</i> > <i>Coût kWh</i> > <i>Heures pleines / THC</i></p>	<p>Le modèle tarifaire actuel n'inclus pas de tarifs heures pleines/THC.</p>
<p>Sélectionnez tarifs :</p> <p>Menu <i>Caculs</i> > <i>Dialogue Calcul de rentabilité</i> > <i>Base pour le calcul</i> > <i>(Tarif de référence) Charger / (Tarif de revente) Charger</i></p>	<p>Sélectionnez tarifs</p> <p>Menu <i>Rentabilité</i> > <i>Tarifs de revente / Prix d'achat</i></p>
<p>Définissez consommateurs et profils de</p>	<p>Définissez le consommation :</p>



<p>consommation :</p> <p>Menu <i>Appareils</i> >  <i>Profil de consommation</i> /  <i>Consommateurs individuels</i></p>	<p>Page  <i>Consommation</i> > (<i>Profils de charge</i>)  <i>Sélection</i> / (<i>Appareils individuels</i>)  <i>Sélection</i></p>
---	--










<p>PV*SOL Pro</p>	<p>PV*SOL advanced</p>
--------------------------	-------------------------------

Système : Caractéristiques techniques, etc.

<p>Onduleur système</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > <i>Conception ondulation</i> + onglet <i>Onduleur système</i></p>	<p>Onduleur système = Raccorder les surface des modules sélectionnés ensemble</p> <p>Page  <i>Onduleurs</i> > (Sélectionnez à gauche dans l'arborescence)  <i>Surfaces de modules 1 + 2 + ... X</i> >  <i>Raccorder les surface des modules sélectionnés ensemble</i></p>
--	---

<p>Nombre de générateurs partiels :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > <i>Nombre de générateurs partiels</i></p>	<p>Quelques surfaces de modules :</p> <p>Page  <i>Module PV</i> > <i>Surface de modules i</i> (à gauche, dans l'arborescence)</p>
--	--

<p>Définissez le générateur PV (Module PV, Photo Plan, Installation initiale, Paramètres du toit, Orientation...) :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (onglet en bas) <i>Générateurs partiels i</i></p>	<p>Définissez surface de modules (Module PV, Photo Plan, Type de montage, Emplacement graphique, Orientation...) :</p> <p>Page  <i>Module PV</i> > <i>Surface de modules i</i></p>
--	---

<p>Sélectionnez onduleur :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (onglet en bas) <i>Générateurs partiels i</i> > bouton <i>Onduleur</i></p> <p>et configurez l'onduleur :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (onglet en bas) <i>Générateurs partiels i</i> > section <i>Raccordement par onduleur</i></p>	<p>Sélectionnez la configuration de l'onduleur (automatiquement) :</p> <p>Page  <i>Onduleur</i> > (à gauche, dans l'arborescence)  <i>Surface de modules</i> > (<i>Configuration de l'onduleur</i>) bouton  <i>Sélection</i></p> <p>ou</p> <p>éditer le raccordement des onduleurs (individuel) :</p> <p>Page  <i>Onduleur</i> > (à gauche, dans l'arborescence)  2 x  <i>Nom de l'onduleur</i> > (<i>Données onduleur</i>) bouton  <i>Sélection</i></p>
--	--

<p>Sélectionnez onduleur :</p>	<p>Pour le configuration de l'onduleur, il est affiché,</p>
---------------------------------------	--

<p> <input checked="" type="checkbox"/> onduleur cohérent</p> <p> <input checked="" type="checkbox"/> onduleur proche limite</p> <p> <input checked="" type="checkbox"/> onduleur inadapté</p>	<p>dans quelque range se trouve :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la  plage de conception, - la  plage de tolérance <p>Onduleurs inadaptés ( plage de blocage), ne sont pas affichés dans le sélection de base de données.</p>
<p>Définissez pertes :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (bouton à droite)  <i>Pertes</i> > <i>Générateur partiel i</i></p> <p>Définissez les pertes dues à la gestion de la revente :</p> <p><i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (bouton à droite)  <i>Pertes</i> > <i>Gestion de la revente</i></p>	<p>Définissez pertes :</p> <p>Page  <i>Module PV</i> > <i>Superficie PV i</i> > <i>Paramètres de la simulation</i> > <i>Pertes de puissance & Albedo</i></p> <p>Page  <i>Module PV</i> >  <i>Dégradation des modules</i></p> <p>Pertes dues limites de raccordement :</p> <p>Page <i>Onduleur</i> > (<i>Configuration de l'onduleur</i>) <i>Sélection</i> > <i>Limites de raccordement</i> > Onglet <i>Divers</i> > <i>Facteur de déphasage cos(φ)</i></p>
<p>Définissez l'ombre :</p> <p><i>Système</i> >  <i>Ombre</i></p>	<p>Définissez ombre portée :</p> <p>Page  <i>Module PV</i> >  <i>Ombre portée</i></p>
<p>Vérification système :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (bouton à droite)  <i>Vérification système</i></p>	<p>Valeurs de raccordement d'onduleur :</p> <p>Page  <i>Onduleur</i> > (<i>Configuration de l'onduleur</i>) <i>Sélection</i> > bouton <i>Lancer recherche</i> > bouton </p> <p>en outre, il y a de qualité de la configuration :</p> <p>Page  <i>Onduleur</i> > (<i>Configuration de l'onduleur</i>) <i>Sélection</i> > bouton <i>Lancer recherche</i> > (<i>colonne Güte der Konfiguration</i>) > bouton </p>
<p>Diagramme du système :</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (bouton à droite) <i>Diagramme du système</i></p>	<p>Diagramme du système dans le présentation :</p> <p>Page  <i>Résultats</i> > (<i>Présentation</i>) <i>Affichages</i></p>

<p>PV*SOL Pro</p>	<p>PV*SOL advanced</p>
<p>Simulation, Calcul de rentabilité, Résultats</p>	
<p>Simulation :</p>	<p>Simulation :</p>

<p>Symbol  Simulation ou</p> <p>Menu <i>Système</i> >  <i>Caractéristiques techniques</i> > (bouton à droite)  <i>Simulation</i></p>	<p>Page  <i>Simulation</i></p>
<p>Calcul de rentabilité : entrées et résultats</p> <p><i>Menu Calculs > Dialogue Calcul de rentabilité ></i></p>	<p>Rentabilité</p> <p>Entrées : Page  <i>Rentabilité</i></p> <p>Résultats : Page  <i>Résultats</i> >  <i>Rentabilité</i></p>
<p>Visualisation des résultats :</p> <p><i>Menu Résultats >  Courbes énergétiques et climatiques > Sélection de courbes > Visualisation</i></p>	<p>Graphiques de tous les résultats de la simulation que fichier .csv (éditable avec Excel) : *)</p> <p>Page  <i>Simulation</i> > (<i>Résultats de la simulation</i>)  <i>Exportation</i></p> <p>*) Avec l'interface de tableur nous répondre à la demande populaire pour la présentation des données compatibles et exploitables.</p>
<p>Émissions polluantes, économie de CO2 :</p> <p><i>Menu Résultats > Émissions polluantes</i></p>	<p>Les émissions ne sont pas inclus dans la version actuelle.</p>
<p>Comparaison de variantes :</p> <p><i>Menu Résultats >  Comparación de variantes</i></p>	<p>Comparaison de variantes :</p> <p>Ce qui est nouveau : Vous pouvez ouvrir le programme de deux ou trois fois pour simuler les variantes, exporter les résultats dans un tableur et de les comparer avec des capacités graphiques et confortables.</p>

PV*SOL Pro	PV*SOL advanced
Options :	
<p>Vérification mise à jour :</p> <p><i>Menu Options > Onglet Vérification mise à jour</i></p>	<p>Vérification auto de mise à jour :</p> <p><i>Menu Options > Onglet Options du programme > <input checked="" type="checkbox"/> Vérification auto de mise à jour</i></p>
<p>Sélectionnez d'un système d'unités :</p> <p><i>Menu Options > Onglet Projets > Système d'unités : métrique/anglo-saxon</i></p>	<p>Sélectionnez d'un système d'unités :</p> <p><i>Menu Options > Onglet Paramètres régionaux > Système d'unités : SI/US/SI avec indications métrique des longueurs</i></p>

**Chargez votre logo d'entreprise
pour les rapports de projet :**

Menu Options > Onglet Rapport de projet > Logo

**Chargez votre logo d'entreprise pour les rapports
de projet :**

Menu Options > Onglet Données utilisateur > Charger Logo

4 Bases de calcul

Ce chapitre fournit des bases de calcul :

4.1 Irradiation

Dans les données météorologiques fournies, le rayonnement à l'horizontale est indiqué en watts par mètre carré de surface de référence (rayonnement sur le plan horizontal). Pendant la simulation, celui-ci est converti par le programme dans le processeur de rayonnement sur la base de la surface inclinée, puis multiplié par la surface de référence totale. Les ombres éventuelles réduisent le rayonnement.

Grandeurs d'entrée

- Données météorologiques (base d'analyse 1 h) :
 - $E_{G,hor}$: rayonnement global à l'horizontale
 - T_{amb} : température ambiante
- Site de l'installation
 - Degré de longitude, degré de latitude, fuseau horaire
- Orientation de l'installation
 - α_M : azimut
 - γ_M : élévation (inclinaison de l'installation, 0° : horizontale, 90° : verticale)

Calcul du rayonnement au niveau du module

La position du soleil est calculée à partir de l'instant t , de la longitude et de la latitude (suivant DIN5034-2).

α : azimut du soleil

γ : élévation du soleil

On peut calculer l'angle d'incidence du rayonnement sur le module PV θ à l'aide des données géométriques.

Le rayonnement extraterrestre E_{extra} est calculé sur la base de l'instant t et de la constante solaire (suivant Duffie/Beckman).

Le rayonnement global sur l'horizontale E est réparti à l'aide de E_{extra} et de la position du soleil (α, γ) sur l'horizontale $E_{G,hor}$ en une fraction directe et une fraction diffuse : $E_{Dir,hor}$ et $E_{Diff,hor}$. Cette répartition s'effectue suivant le modèle de rayonnement de Reindl avec une corrélation réduite [Reindl, D.T.; Beckmann, W. A.; Duffie, J.A. : Diffuse fraction correlations; Solar Energy; Vol. 45; No. 1, S.1.7; Pergamon Press; 1990].

On peut calculer le rayonnement direct sur l'horizontale $E_{Dir,hor}$ à l'aide des relations géométriques (cosinus) au-dessus de l'angle d'élévation de l'installation μ sur le plan incliné $E_{Dir,incliné}$. On calculera en même temps la position du soleil par rapport aux panneaux PV sur la base de la hauteur du soleil, de son azimut, de l'angle d'inclinaison et de l'orientation du générateur PV. La hauteur du soleil et l'azimut solaire sont déterminés en fonction de la date, de l'heure et de la latitude. L'angle d'inclinaison et l'azimut du générateur PV sont saisis dans le programme.

Le rayonnement sur le plan incliné du générateur PV tient compte d'un possible ombrage du générateur.

Lors du calcul de l'irradiation diffuse sur le plan incliné $E_{Diff,incliné}$ on utilise le modèle de ciel anisotrope de Hay und Davis [Duffie, J.A.; Beckmann, W.A.: Solar engineering of thermal process; John Wiley & Sons, USA ; deuxième édition ; 1991]. Les valeurs d'entrée sont la position du soleil, l'orientation de l'installation, E_{extra} , $E_{Diff,hor}$ et ρ . Ce modèle prend en compte un facteur anisotrope du rayonnement circumsolaire et un facteur de réflexion du sol constant (Albedo) de 20% (valeur moyenne pour l'herbe, les champs, les toitures claires, les villes, etc...).

Le rayonnement sur le niveau incliné du générateur PV est réfléchi sur la surface des modules. La fraction directe du rayonnement est réfléchie en fonction de la position du soleil et du facteur de correction angulaire du module.

Le rayonnement par réflexion du sol $E_{Refl,incliné}$ qui atteint les modules PV est calculé sur la base de $E_{G,hor}$ et μ , selon des principes géométriques.

Le rayonnement global sur le niveau incliné résulte de :

$$E_{G,incliné} = E_{Dir,incliné} + E_{Diff,incliné} + E_{Refl,incliné}$$

4.2 Puissance délivrée du module PV

Vous pouvez déterminer la puissance délivrée du module PV lorsque vous spécifiez la tension du module en utilisant le irradiation sur la surface inclinée du générateur PV (après déduction des pertes par réflexion) et la température calculée du module.

La figure 1 présente la puissance d'un module classique de 100 W avec une température de module de 25 °C pour différents irradiations. La courbe supérieure représente la puissance du module dans des conditions d'essai standard (STC¹). On constate que sous une tension d'env. 17 V, le module délivre sa puissance maximale de 100 W. On appelle ce point de travail du module le Maximal Power Point (MPP). Il doit être calculé pour tous les irradiations et toutes les températures du module.

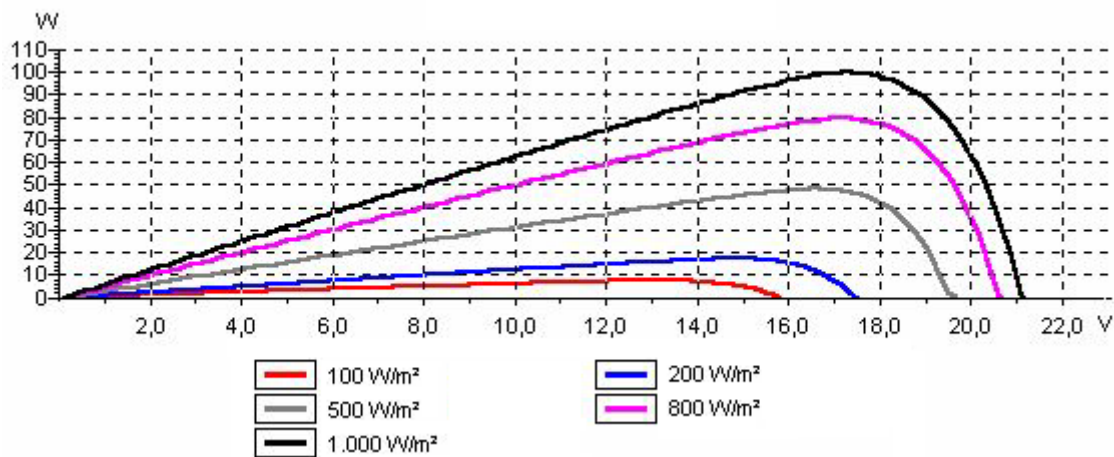


Figure 1 Courbes de puissance d'un module de 100 W avec différents irradiations

Dans une installation PV, la tension du module doit être régulée de manière à ce que les modules fonctionnent conformément au MPP pour un irradiation et une température des modules déterminés. C'est le tracker MPP, que fait partie de l'onduleur qui veille à ce que cette exigence soit satisfaite.

En supposant que les modules fonctionnent dans les conditions MPP, PV*SOL advanced calcule la puissance délivrée du module PV en s'appuyant sur la puissance délivrée du module dans des conditions d'essai standard et sur la courbe caractéristique de rendement du module. Les courbes caractéristiques de rendement sont générées à partir des données fournies au sujet du comportement en charge partielle.

La figure 2 présente la courbe typique du rendement d'un module à différentes températures.

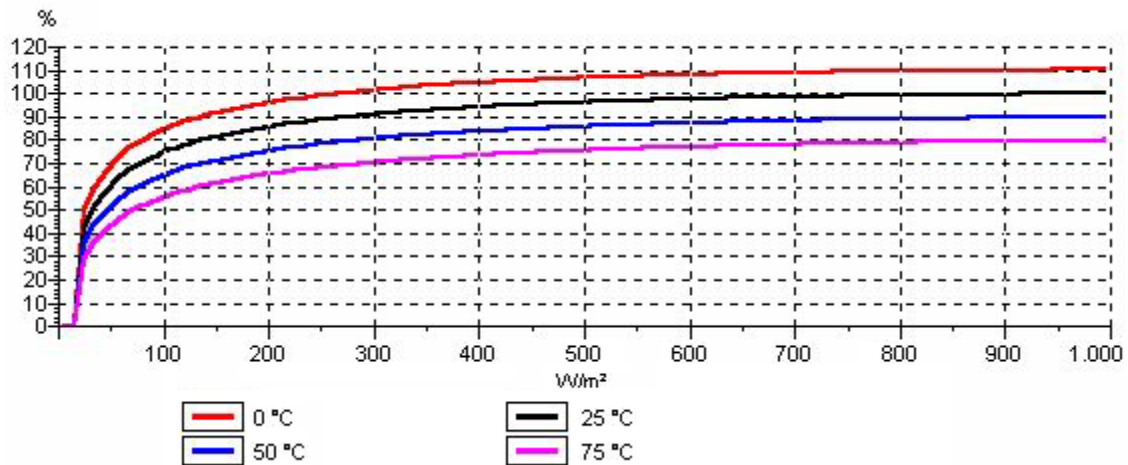


Figure 2 Rendement du module à différentes températures du module

La relation de dépendance entre la courbe et la température est déterminée à l'aide de la courbe caractéristique à 25 °C ($\eta_{PV,MPP}(G, T_{Module}=25\text{ °C})$) et du coefficient puissance/température $d\eta/dT$

$$\eta_{PV,MPP} = \eta_{PV,MPP}(G, T_{Module} = 25\text{ °C}) \cdot [1 + \Delta T \cdot d\eta/dT]$$

S'il est impossible de maintenir le MPP du module, le point de travail du module doit être calculé à partir du diagramme caractéristique U-I (voir figure 3).

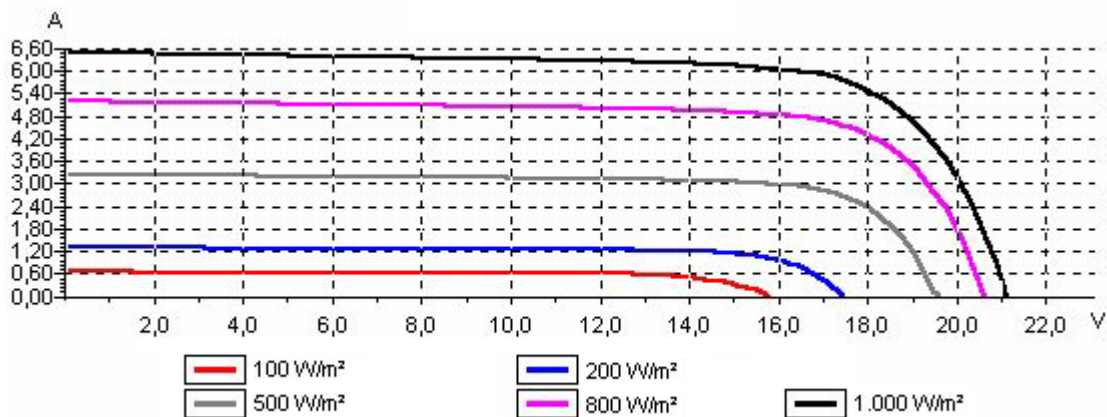


Figure 3 Champ du diagramme caractéristique U-I

Le degré d'utilisation des modules tient compte non seulement du rendement des modules, mais aussi des pertes supplémentaires :

- dues à une déviation du spectre standard AM 1.5,
- dues à une désadaptation ou à un rendement réduit causés par la déviation des caractéristiques du fabricant et

- dans les diodes.

Ces pertes de puissance sont déduites de la puissance du module en pourcentage. Par ailleurs, les pertes par réflexion sur la surface des modules doivent être évaluées comme des pertes module.

1) condition d'essai standard : irradiation vertical 1000 W/m^2 , température des modules $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et spectre de irradiation AM 1,5 puissance des modules avec les courbes caractéristiques de rendement MPP (Maximal Power Point) en STC

4.2.1 Température du module

Les modules de chauffer en fonction de le type de montage, le type de fixation du module et de l'irradiation.

La température du module a une forte influence sur les caractéristiques U-I des modules photovoltaïques.

Le chauffage à la température extérieure est, par exemple, au irradiation de $G_{\text{STC}} = 1000 \text{ W/m}^2$:

Chauffage	Type de montage
29 K	parallèle au toit, bien ventilé
32 K	intégré au toit - ventilé
43 K	intégré au toit - non ventilé
28 K	surélevée - toit
22 K	surélevée - terrain dégagé

Source: DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 3^{me} éd.

4.2.2 Modélisation de température dynamique

Solution de l'équation du bilan thermique

Pour tenir compte de l'inertie thermique, il convient de diviser chaque phase de simulation (1 heure) en plusieurs sous-phases dt , au cours desquelles chaque nouvelle équation différentielle sera résolue en fonction du T_{module} . Pour pouvoir trouver la solution même avec des conditions limites extrêmes (p. ex. irradiation qui passe de 0 à 1000 W/m^2), le dt est à nouveau fixé pour chaque phase de calcul et peut être réduit de quelques minutes.

$$m_{Modul} \cdot c_{Modul} \cdot \frac{dT_{Modul}}{dt} + P_{el} = \dot{Q}_G - \dot{Q}_S - \dot{Q}_K$$

avec

$$\dot{Q}_G = \alpha \cdot G \cdot A_{Modul}$$

$$\dot{Q}_S = f_E \cdot \varepsilon \cdot A_{Modul} \cdot \sigma \cdot (T_{Modul}^4 - T_a^4)$$

$$\dot{Q}_K = f(A_{Modul}, T_{Modul}, T_a, v_w, l_{char})$$

Les mesures suivantes sont alors utilisées :

	Masse du module		Coefficient d'absorption
	Surface du module		Coefficient d'émission
m_{Modul}	:	α	:
	Capacité thermique du module		Vitesse du vent
A_{Modul}	:	ε	:
	Température du module		Température ambiante
c_{Modul}	:	v_w	:
			Température ambiante
T_{Modul}	:	T_a	:
			Puissance électrique de sortie
\dot{Q}_G	:	P_{el}	:
	Puissance absorbée		
\dot{Q}_K	:	t	:
	Convection		Temps
\dot{Q}_S	:	σ	:
	Puissance thermique émise		Constante de Stefan
l_{char}	:	f_E	:
			Boltzmann
	Intervalle caractéristique de surintensité		Facteur d'insertion

Influence de l'installation du module sur les températures du module calculées.

En plus des conditions météorologiques (G , T_a , v_w) et des paramètres spécifiques au module, l'installation des modules a une influence importante sur le réchauffement. Ainsi, en fonction de l'installation ou du type d'intégration, il a été procédé aux modifications suivantes dans l'équation du bilan :

- Installation au sol : coefficient d'intégration $f_E = 2$
- Montage sur le toit, à ventilation arrière : diminution de moitié de la puissance thermique réfléchie Q_S , c.-à-d. coefficient d'intégration $f_E = 1$. Contrairement au cas d'une installation au sol, la surface du module est plus dépendante du irradiation environnant.
- Intégration à la toiture ou en façade, sans ventilation arrière : en plus de la diminution de moitié de Q_S ($f_E = 1$), le irradiation thermique est lui aussi réduit par convection Q_K . Dans le modèle, on y parvient en réduisant à 3 m/s la vitesse active du vent.

Détermination de la vitesse du vent à la hauteur de l'installation

On détermine la vitesse du vent à partir de la vitesse scalaire du vent issue des données météorologiques ($v_{w,10m}$), lesquelles ont été mesurées à 10 m au-dessus du sol,

$$v_w = v_{w,10m} \cdot \frac{\ln \frac{h_w}{z_0}}{\ln \frac{10 \text{ m}}{z_0}}$$

avec une longueur de rugosité autour des générateurs de $z_0 = 0,3 \text{ m}$.

4.3 Onduleur

L'onduleur a deux fonctions. D'une part, la production de courant continu des modules PV est transformée dans l'onduleur en tension et en fréquence du réseau d'électricité public. D'autre part, le MPP-Tracker intégré veille à ce que le générateur PV fonctionne conformément au point de puissance maximal (MPP).

La transformation du courant continu en courant alternatif engendre des pertes. À l'aide de la courbe caractéristique du rendement, PV*SOL advanced calcule la puissance de sortie en fonction de la puissance d'entrée.

La figure 4 représente une courbe typique de rendement relatif. Cela permet d'en déduire la puissance de sortie de l'onduleur :

$$P_{Ac} = P_{Dc} * \eta_m * \eta_r$$

P_{Dc} = puissance du module

η_m = rendement au débit nominal

η_r = rendement relatif

Pour simuler le MPP-Tracking de l'onduleur, le programme vérifie à chaque étape de travail si la tension MPP du module peut être réglée par l'onduleur.

Si la tension MPP n'est pas comprise dans la plage du MPP-Tracking de l'onduleur ou si plusieurs générateurs partiels sont connectés à un onduleur avec différentes tensions MPP, la régulation s'écarte des courbes caractéristiques U-I des modules jusqu'à ce que le point de travail soit trouvé en prélevant la puissance maximale dans le générateur PV.

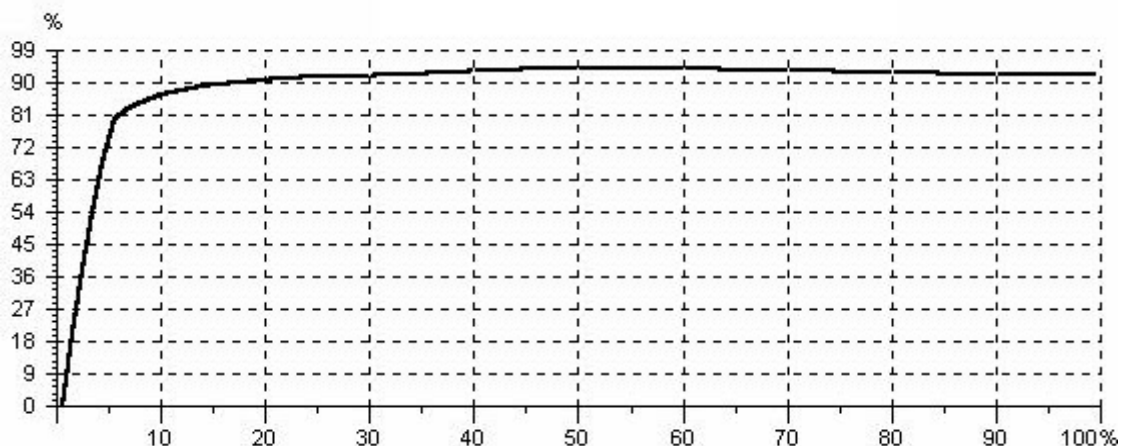


Figure 4 Rendement relatif d'un onduleur

Outre la courbe caractéristique de rendement de l'onduleur, PV*SOL advanced tient compte également de l'efficacité d'accordement MPP, de la consommation en veille, de la consommation nocturne et du seuil de puissance d'entrée à partir duquel l'onduleur délivre de la puissance. Tous les facteurs sont pris en compte dans le coefficient de performance de l'installation.

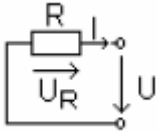
4.4 Pertes câblage

Pour pouvoir déterminer les pertes câblage, on calcule d'abord la résistance du câblage R en utilisant le diamètre du câblage A , la longueur du câblage l et la résistance spécifique du matériau :

$$R = \sigma \cdot \frac{l}{A}$$

Pour le cuivre, la résistance spécifique est

$$\sigma = 0,0175 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}.$$



où

$$P_R = U_R \cdot I = R \cdot I^2$$

Par rapport à la puissance, on considère pour la puissance dissipée relative :

$$\frac{P_R}{P} = R \cdot \frac{I}{U}$$

4.5 Calcul de la rentabilité

Le calcul de la rentabilité dans PV*SOL® est réalisé selon la méthode de la valeur en capital et repose sur les formules suivantes :

La valeur actuelle (VA) d'une série de paiements dynamique Z, Z^*r, Z^*r^2, \dots pendant T années (durée de vie) selon VDI 6025 est :

$$\text{Barwert } BW = Z \cdot b(T, q, r)$$

$$b(T, q, r) = \begin{cases} \frac{1 - (r/q)^T}{q - r} & \text{für } r \neq q \\ \frac{T}{q} & \text{für } r = q \end{cases}$$

q : Facteur du taux d'intérêt sur le capital (par ex. 1,08 pour un taux d'intérêt sur le capital de 8 %)

r : Facteur d'évolution des prix (par ex. 1,1 pour une évolution des prix de 10 %)

On considère pour la valeur en capital :

Valeur en capital de l'investissement total =
pendant la durée de vie] - investissements + subventions

Σ [BW des séries de pa

Des valeurs en capital positives signifient des investissements économiquement positifs. La durée d'amortissement est la durée de fonctionnement de l'installation au-delà de laquelle la valeur en capital de l'investissement total devient positive. Les durées d'amortissement supérieures à 30 ans ne sont pas calculées. Si on convertit la valeur actuelle des coûts en une suite de paiements constante ($r = 1$) pendant toute la durée de vie, on considère alors pour cette suite Z :

$Z = [\text{valeur actuelle des coûts}] \cdot a(q, T)$ où $a(q, T)$: facteur d'annuité ($= 1 / b(T, q, r)$ pour $r=1$)

On considère pour le coût de production de courant :

[Coût de production de courant] = [Coûts annuels Z] / [Production annuelle de courant]

4.6 Bases de calcul : systèmes d'accus

4.6.1 Structure des systèmes d'accus

4.6.1.1 Composants

Un système d'accus connecté au réseau pour le stockage de l'énergie électrique produite par une installation photovoltaïque se compose essentiellement :

- d'un onduleur à accus bidirectionnel,
- d'une ligne d'accus et
- d'un régulateur de charge.

Dans la plupart des cas, le régulateur de charge et l'onduleur sont regroupés dans un même appareil.

Le bloc d'accus se compose de plusieurs branches parallèles, qui à leur tour se composent de plusieurs accus individuels raccordés en série.

Selon le système, un onduleur PV avec tracker MPP peut également être intégré.

4.6.1.2 Couplage CA/CC

Les systèmes de batterie se distinguent généralement par des topologies de couplage CA et CC.

- Pour les systèmes à couplage CA, les composants des modules photovoltaïques et des accus sont couplés après la conversion CC/CA.
- Pour les systèmes à couplage CC, les modules photovoltaïques et les accus sont reliés au même niveau de tension et placés côté CC.

Sur les systèmes PV*SOL® advanced, des systèmes de couplage CA s'affichent. Ceux-ci sont couramment utilisés sur les installations où la consommation a lieu le plus souvent en même temps que la production, afin de générer une plus grande partie de l'énergie PV directement au bénéfice du consommateur, sans passer par le couplage CC et l'onduleur à accus. Cette solution est avantageuse, car le rendement d'un onduleur PV est en règle générale meilleur que l'efficacité combinée d'une conversion CC/CC sur la partie courant continu et d'une conversion CC/CA subséquente dans l'onduleur à accus.

4.6.1.3 Raccordement au réseau électrique

Dans la pratique, il est important de s'assurer que le raccordement du consommateur, du système PV et du système d'accus soit effectué de telle sorte que l'énergie puisse être échangée entre les différentes phases du réseau électrique.

Pour les systèmes PV*SOL® advanced, il est supposé que tous les consommateurs, onduleurs PV et onduleurs à accus sont correctement raccordés. Il faut donc que les appareils non raccordés au système d'accus ne soient pas inclus dans la simulation. Sur la page Consommation, seule la consommation couverte par le système PV et/ou le système d'accus peut et doit être saisie.

4.6.2 Fonction

Les systèmes d'accus permettent de stocker l'énergie produite par le système PV, de fournir de l'énergie au consommateur et, sur certains types de chargement d'accumulateurs, d'absorber également l'énergie du réseau. La gestion des flux d'énergie est assurée par le contrôleur de charge, qui fonctionne selon la logique suivante :

1. La consommation est couverte directement par l'énergie photovoltaïque
2. La consommation est couverte par les accus
 - a. Dans les limites du système d'accus.
 - b. Jusqu'à ce que le SOC minimal des accus soit atteint.
3. La consommation est couverte par le réseau
4. L'énergie produite par le système PV, le système d'accus et le réseau s'additionne. Les générateurs sont donc également utilisés, si nécessaire, pour couvrir la consommation.
5. L'énergie PV excédentaire est utilisée pour le chargement des accus.
 - a. Dans les limites du système d'accus.
 - b. Jusqu'à ce que le SOC maximal des accus soit atteint.
6. L'énergie PV excédentaire est injectée dans le réseau.
7. Les accus sont chargés uniquement avec l'énergie produite par le réseau si le circuit de charge est utilisé pour maintenir la charge des accus et que l'énergie photovoltaïque est insuffisante.
8. L'énergie produite à partir du système d'accus n'est jamais injectée dans le réseau.

4.6.3 Mode de fonctionnement lors du chargement et du déchargement

Lorsque le consommateur a besoin de davantage d'énergie que ne peut le produire le système PV, les batteries sont déchargées. Dans ce cas, les conditions mentionnées dans le paragraphe 1.2 s'appliquent.

Le chargement des accus se répartit entre la charge alimentée par le réseau électrique (Charge I), qui représente le cas par défaut, et le circuit de charge induit par la tension, qui a essentiellement pour rôle de maintenir le niveau des accus et de prolonger leur durée de vie. On distingue ici la charge limitée dans le temps (Charge U_o) et la charge lente illimitée dans le temps (Charge U).

Sur les systèmes PV*SOL advanced, on se base sur une stratégie de charge IUoU, comme c'est le cas pour la plupart des batteries à base de plomb ou de plomb-acide. Dans ce cas, la charge I est interrompue par une courte charge U_o à partir d'un certain niveau de charge, afin de prévenir les différents effets du vieillissement. En outre, deux autres charges U_o sont effectuées à un rythme fixe afin de prolonger la durée de vie des accus :

- Une charge complète d'environ 5 heures, toutes les 2 à 4 semaines

- Une charge d'égalisation d'environ 10 heures, tous les 4 à 6 mois

Si l'accumulateur se trouve à un niveau de charge élevé et qu'il n'est pas déchargé, son auto-déchargement peut être compensé par une charge U. Ce mode de chargement est également appelé charge lente.

4.7 Bases de calcul pour les accumulateurs

Il existe déjà une grande variété de très bons modèles de calcul pour les accumulateurs plomb-acide, qui varient selon l'utilisation prévue. Le problème qu'ils posent en règle générale pour les schémas électriques de remplacement est celui du paramétrage en fonction des types d'accumulateur. La concordance entre les modèles existants et l'analyse des besoins nécessaire à notre modèle de simulation s'étant révélée insuffisante, nous avons développé un modèle qui associe les éléments du schéma de remplacement à des composants empiriques.

Les exigences essentielles que respecte notre modèle sont les suivantes :

- Les tensions sont spécifiées avec précision (différence en déchargement et chargement, résistance interne, cristallisation)
- Les caractéristiques des opérations de chargement et de déchargement sont aussi réalistes que possible
- La décharge spontanée est prise en compte
- La charge par cycle normative et la durée de vie sont prises en compte dans la simulation

Pour pouvoir rendre compte des particularités d'un accumulateur spécifique, le modèle doit prendre en considération les paramètres suivants dans la fiche technique :

- Capacité selon le temps de décharge
- Résistance interne
- Type (clos, fermé, gel, etc.)
- Seuil de déchargement maximal (généralement 80 %) et courant de déchargement maximal
- Taux de décharge spontanée
- Nombre de cycles du seuil de déchargement

4.7.1 Déchargement

Le calcul de la courbe caractéristique est essentiel pour déterminer le déchargement. Lors du déchargement à courant constant, les batteries au plomb-acide se caractérisent par une baisse de tension également constante. Plus le courant de décharge est élevé, plus la tension chute. La figure 1 montre le profil de déchargement modélisé pour une cellule de 600 Ah chargée avec des performances variables.

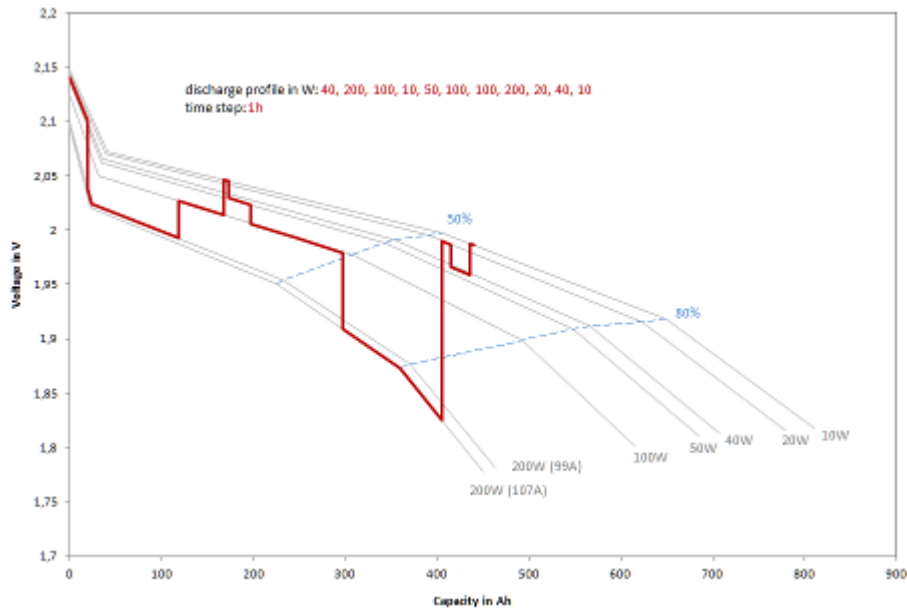


Figure 1 : profil typique de déchargement (W) (tension par rapport à la capacité) pour une cellule de 600 Ah avec seuil temporel = 1 heure, W = 10, 40, 50, 200.

Pour la simulation, la courbe caractéristique des tensions et des capacités doit donc d'abord être calculée pour chaque courant de décharge. Le type d'accumulateur, sa résistance interne et ses caractéristiques de capacité sont par conséquent des facteurs déterminants.

Si le déchargement a lieu à puissance constante, le courant de décharge doit être rapproché par itération afin de prendre en compte les variations de tension et le courant dans le calcul de l'intégrale pour obtenir les performances souhaitées pendant l'intervalle de temps.

De plus, il convient de garder à l'esprit la tension de fin de décharge spécifiée par le seuil maximal de déchargement. Afin de préserver les accus, ceux-ci ne doivent en règle générale pas être déchargés au-delà de 80 %. Étant donné que la capacité totale pouvant être extraite de l'accu varie suivant le courant de décharge, la tension de décharge est également tributaire de ce courant, comme le montre la Figure 12.

L'état de la fonction vérifie si, avant le déchargement d'une certaine quantité d'énergie, le seuil de déchargement maximal est atteint après le déchargement avec le courant résultant et, le cas échéant, invalide le déchargement.

4.7.2 Chargement

Le chargement d'un accu peut être effectué selon différents profils. Dans le cas présent, on utilise un profil IU₀U.

Tout d'abord, la charge est effectuée à courant constant (Charge I ou charge de masse), tandis que la tension dans la cellule augmente. Lorsqu'une tension déterminée est atteinte, une période temporisée à tension constante est appliquée, durant laquelle la durée et la tension de charge peuvent varier.

- Charge impulsionnelle (U₀) : 120 min de 2,4 à 2,45 V
- Charge complète : 5 h à 2,4 V
- Charge d'équilibrage : 10 h à 2,4 V

En phase terminale, c'est-à-dire au terme de la période spécifiée, la tension est réduite de 2,23 à 2,3 V durant la phase de maintien (charge flottante), afin d'éviter toute surcharge. Cette tension de charge flottante doit être déterminée d'après les spécifications de la fiche technique de l'accumulateur.

Pendant la phase de charge de masse, le chargement est principalement effectué à courant constant jusqu'à ce que la tension atteigne la valeur prédéfinie. La littérature scientifique n'indique au demeurant aucune preuve de relation directe entre le courant de charge, les valeurs de SOC et la tension générée durant la phase de charge de masse.

Les diagrammes de charge provenant de diverses sources ont été évalués et une formule a été mise au point pour déterminer la tension de charge par rapport au courant (xC comme taux C) et au SOC.

$$U_b(\text{SOC}, xC) = U_r(\text{SOC}) + U_k + \text{SOC}^2 (0,35 + 0,15 xC)$$

U_b : tension en phase de masse

U_r : tension au repos

U_k : chute de tension en phase de cristallisation

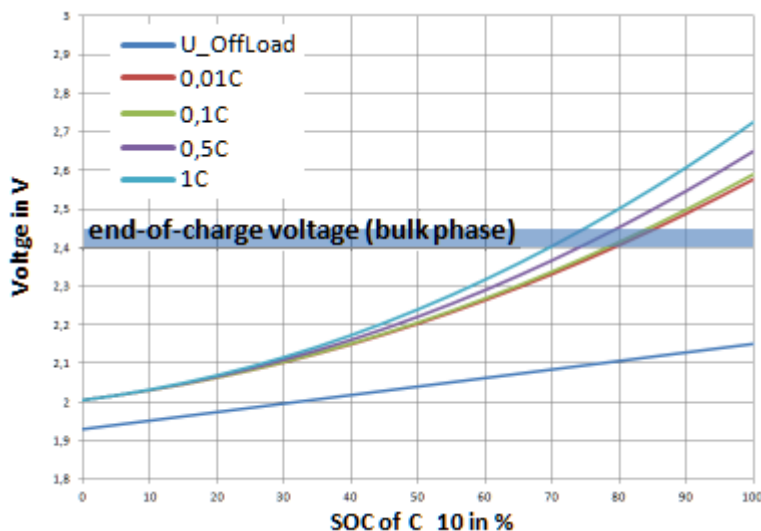


Figure 3 : dépendance de la tension de la cellule vis-à-vis du courant de charge et de la valeur SOC₁₀ pour différents courants de charge

Plus le courant de décharge est élevé, plus le seuil de tension est atteint rapidement à la phase suivante, mais plus le SOC à cette tension est également réduit.

L'efficacité Ah d'une cellule peut également être calculée d'après les différents niveaux de tension mesurés entre le chargement et le déchargement.

4.7.3 Cycles, durée de vie

Les fiches techniques indiquent le nombre, calculé d'après la norme (DIN EN 60896), de cycles de chargement et de déchargement au terme desquels la capacité C_3 encore extractible jusqu'à l'obtention d'une tension de charge finale 1,7 V atteint encore 80 % de la capacité de mesurage (C_3 d'après la norme).

Conformément à la norme, pour des cellules closes, des cycles de courant de $2 I_{10}$ sont appliqués pendant 2 h, ce qui correspond à un seuil de déchargement $DOD = 40\%$ à C_{10} . Pour les cellules fermées, les cycles sont de 3 h à $2 I_{10}$, ce qui permet d'atteindre un seuil de déchargement $DOD = 60\%$.

Le diagramme « Nombre de cycles jusqu'au seuil de déchargement » indiqué sur plusieurs fiches techniques (voir ci-dessous la documentation de trois fabricants différents), extrapole une paire de valeurs calculée d'après la norme et qui correspond toujours plus ou moins à la relation « demi-seuil de déchargement/doublement du nombre de cycles ». Cette relation idéale est indiquée par les courbes en pointillés.

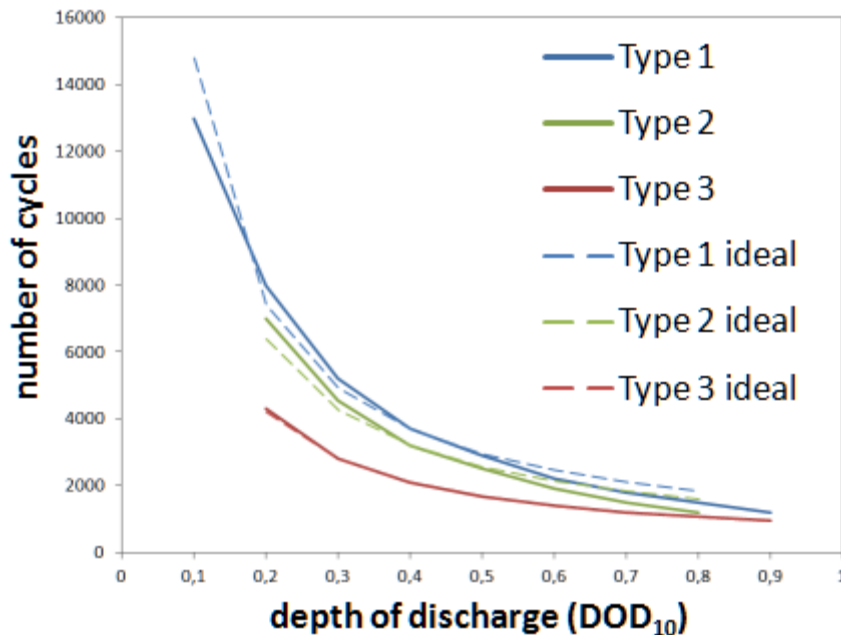


Figure 4 : rapport entre le seuil de déchargement et le nombre de cycles pour différents accumulateurs

Dans la pratique, toutefois, l'application de cycles plus profonds influe en règle générale davantage sur les pertes de capacité que ce n'est le cas pour des cycles plats, ce qui explique pourquoi les courbes données divergent de la forme idéale. Ces résultats peuvent être rendus au moyen de facteurs de correction variables suivant les fabricants et les types d'accumulateurs.

Durant l'ensemble de la simulation (et seulement dans le cas du déchargement), un bilan en ampères-heures est établi pour prendre en compte la capacité annuelle de production effective, pondérée des facteurs de correction pour le chargement par cycles f_{Ah} , comme dans le graphique ci-dessus.

Ce bilan en ampères-heures peut être déterminé avec le nombre total de cycles mesuré selon la norme, puis servir à calculer la réduction de capacité permettant d'atteindre la capacité nominale de 80 % une fois le nombre total de cycles atteint :

$$C_N (C_{Ah}) = C_{N,o} (1 - 0,2 \zeta)$$

avec charge cyclique

$$\zeta = \frac{\sum_{i=0}^{now} (f_{Ah,i} (DOD_{10}) \cdot I_i \cdot t_i)}{C_{Ah,N}}$$

C_N : capacité nominale

$C_{N,o}$: capacité nominale au début de l'utilisation

C_{Ah} : capacité Ah après calcul du bilan

$C_{Ah,N}$: capacité Ah des cycles normalisés après calcul du bilan

Si l'on admet qu'un accumulateur dont la capacité après utilisation a chuté à 80 % de la valeur initiale ne peut plus remplir les fonctions pour lesquelles il est prévu, son remplacement est nécessaire lorsqu'une charge cyclique de 1 est atteinte.

Étant donné que la valeur de charge cyclique mesurée augmente même après un remplacement d'un accumulateur, on introduit une deuxième valeur relative à l'état de santé (SOH) de la batterie :

$$SOH = 1 - \Delta\zeta$$

$\Delta\zeta$: variation de la charge cyclique depuis le dernier remplacement

Un accumulateur dont la valeur SOH=1 est neuf, un accumulateur dont la valeur SOH=0 est remplacé.

La durée de vie, à l'inverse, se calcule d'après la charge cyclique atteinte en un an suivant la simulation :

$$t_{Vie} = t_{simulation} / \zeta$$

t_L : durée de vie

t_s : période de simulation

4.8 Consommation

La consommation est transmise par séries chronologiques d'une heure à la simulation.

Les séries chronologiques sont établies sur la base de profils de charge et d'appareils individuels spécifiés et calculées par addition :

$$\text{Consommation}(h) = \sum_{k=0}^n \text{Profils de charge}(h) + \sum_{k=0}^n \text{Appareils individuel}(h)$$

4.9 Profils de charge


*Consommation (heure) = consommation annuelle * (% mensuel) / ((365/12)) * % horaire*


! Pour que cela fonctionne, il convient de normaliser toutes les données des profils de charge à 100%. Si ce n'est pas le cas, les valeurs seront légèrement différentes. La charge sera cependant répartie afin que l'on puisse atteindre la somme annuelle spécifiée.


4.10 Appareils individuels


Depuis les boîtes de dialogue, les appareils individuels sont eux aussi transmis au simulateur sous forme de séries chronologiques horaires. Cela signifie que la consommation constatée durant une heure est adoptée comme constante. Le calcul d'un appareil qui fonctionne 15 min sur une heure sera le même que celui d'un appareil qui fonctionne 1 h avec $\frac{1}{4}$ de la charge.

Les consommations de pointe des appareils individuels se calculent de la façon suivante :

 appareils indépendants du réseau :
Durée de fonctionnement = besoins annuels en électricité / puissance*(mise en service toutes le X heures) / 8760
Consommation de pointe = puissance, si durée de fonctionnement ≥ 1 h
Consommation de pointe = puissance * durée de fonctionnement / 1 h, si durée de fonctionnement < 1 h

 appareils dépendants du réseau :
Consommation de pointe = puissance

 Appareil électrique à consommation de courte durée :
Consommation de pointe = puissance * durée de fonctionnement / 1 h

 Éclairage :
Consommation de pointe = puissance

5 Menus

Vous trouverez dans les menus et sous-menus des fonctions et options supplémentaires pour la gestion des projets.

5.1 Fichiers

Menu *Fichiers*

La gestion des fichiers permet de créer de nouveaux projets, d'ouvrir, d'enregistrer des projets ainsi que de fermer le programme.

Dans *Nouveau projet*, vous pouvez soit travailler avec les valeurs par défaut du programme, soit démarrer le projet à l'aide d'un *modèle* que vous aurez créé. Il est également possible d'enregistrer dans un modèle des données fréquemment utilisées telles que un module PV, et de démarrer un nouveau projet avec ce modèle

Dans *Ouvrir*, vous pouvez choisir de modifier un projet ou un modèle.

Dans *Importer*, vous pouvez importer des projets de ce(s) programme(s) :

- *PV*express 3.0*

- *PV*SOL Pro / PV*SOL Expert*.

Dans *Enregistrer*, vous pouvez choisir d'enregistrer un projet ou un modèle.

Avec *Enregistrer sous*, vous pouvez enregistrer votre fichier de projet sous un autre nom et/ou dans un autre dossier que le dossier standard.

-> Voir aussi :

- Paramètres régionaux : valeurs par défaut pour tous nouveaux projets : système d'unités de mesure, pays, lieu d'implantation, climat
- Dossiers : valeurs par défaut pour le dossier standard

5.2 Bases de données

Menu *Bases de données*

Via le menu *Bases de données*, vous pouvez voir et éditer et des composants ou créer un composant vous-même :

- Accumulateurs, Tarifs de référence, Tarifs de revente, Profils de charge
- Modules PV*, onduleurs*

Le traitement, la sélection et la disposition des données enregistrées sont réalisés via la boîte de dialogue Sélection de la base de données correspondante.

Pour partager la base de données avec d'autres utilisateurs, vous pouvez utiliser les fonctions *Importer* ou *Exporter une base de données* grâce au format d'export *.sdf.

Si vous disposez d'un accès à Internet, vous pouvez mettre à jour vos bases de données. Cliquez sur *Aide* > *Vérifier les mises à jour* pour lancer la mise à jour automatiquement. Vos propres données ne seront pas écrasées.

! À propos : Les bases de données sont maintenues par les fabricants eux-mêmes. Vous obtenez les nouvelles bases de données avec une mise à jour de base de données toutes les deux semaines.

! Manquez-vous de l'équipement? Envoyer un email à info@valentin.de, nous envoyons votre demande à la personne à droite du fabricant, qui est en charge de leurs entrées de base de données..

-> Voir aussi :



Réinitialiser la base de données

5.2.1 Sélection base de données


Menu *Bases de données* > "Base de données"

Tous les modules, les onduleurs ou les entreprises disponibles sont affichés dans la boîte de dialogue correspondante.

Arbre (à gauche)

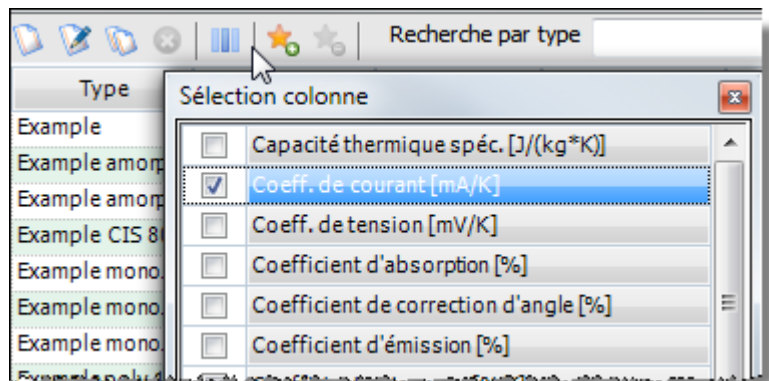
-  Il y a des groupes (entreprises ou pays) affichées et classées par ordre alphabétique.
-  a) Dans la liste des favoris que vous avez ces produits collectées que vous utilisez fréquemment. Il est possible d'ajouter aux *Favoris* un groupe et tous ses produits.
b) un clic sur *Favoris*, puis vous voyez à droite dans le tableau toute la liste des favoris.
c) Cliquez sur *Tout sélectionner* tout pour inclure ces favoris dans le calcul de combinaison.
d) Confirmer et quitter la boîte de dialogue Base de données en cliquant sur *OK*.

Structure du tableau avec les produits

- Les produits de l'entreprise sont affichés dans un tableau à droite.
-  Vous pouvez les trier selon le paramètre souhaité en cliquant sur l'en-tête de la colonne.
- Il est également possible de déplacer la colonne par une opération drag&drop sur l'en-tête de la colonne.

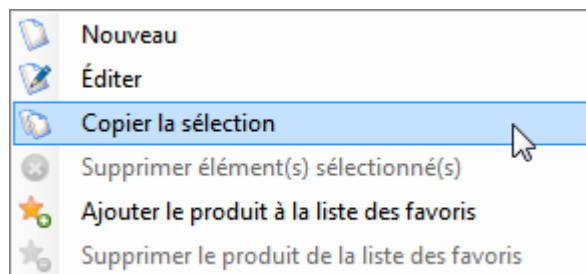


- Si vous souhaitez visualiser d'autres propriétés du produit dans le tableau, la boîte de dialogue *Sélection de colonne* permet d'insérer d'autres colonnes dans le tableau.



5.2.2 Créer et modifier des enregistrements

Si les fonctions entrées du menu contextuel, *Nouveau* et *Copier la sélection* sont accessibles, cela signifie que l'on peut enregistrer de nouvelles données, des enregistrements existantes peuvent être modifiées, copiées et supprimées.



On distingue les enregistrements système et les propres enregistrements.

- Les enregistrements système sont fournies par le programme.
- Les propres enregistrements sont créées par l'utilisateur. Seules les propres enregistrements peuvent être modifiées ou supprimées. Sélectionnez une ligne, ouvrez le menu contextuel et cliquez sur le bouton *Éditer*. Vous pouvez modifier les différents paramètres dans les boîtes de dialogue affichées.

Recherche dans la base de données et filtrage

Il est possible d'ajouter des produits aux favoris. Pour retrouver rapidement un enregistrement, vous pouvez effectuer la recherche par type de produit. La saisie d'une étoile (*) au début à titre de variable permet de représenter n'importe quel caractère.

Un champ de sélection permet d'afficher *uniquement les propres données* ou les *données qui ne sont plus livrables*.

Sélection de données

Lorsque la boîte de dialogue est ouverte à partir d'une page de l'assistant, vous pouvez prendre les données dans le projet en cliquant sur *OK*.

Lorsque la boîte de dialogue est ouverte à partir de menu *Base de données*, vous pouvez afficher (et modifier) les données, seulement.

5.3 Options

Menu *Options*

Les options valent pour tous les projets gérés en PV*SOL advanced, et ne dépendent donc pas du projet sélectionné. Elles sont conservées même après la fermeture du programme.

Données utilisateur

Menu *Options* > *Données utilisateur*

Vous pouvez inscrire le nom de votre entreprise, votre adresse et insérer un logo. Ces informations apparaîtront sur la page de couverture et dans l'en tête de la présentation.

Options du programme

Menu *Options* > *Options du programme*

Vous pouvez attribuer ici un répertoire par défaut pour vos projets.

Vérification automatique des mises à jour: Tous les jours, au premier démarrage du programme, celui-ci peut vérifier sur Internet s'il existe une nouvelle version ou une base de données actualisée et les télécharger et les installer si vous le souhaitez.

Ici, vous pouvez désactiver cette fonction et via le menu *Aide* > *Vérifier les mises à jour* vous pouvez lancer une vérification manuelle.

-> Voir aussi: Mise à jour Internet

Messages d'erreur dans la fenêtre de messages: Les messages s'affichent dans la barre de messages inférieure et dans une fenêtre supplémentaire.

Messages d'avertissement concernant la simulation dans la fenêtre de messages: Les avertissements s'affichent dans la barre de messages inférieure et dans une fenêtre supplémentaire.

Paramètres Proxy

PV*SOL advanced utilise les paramètres proxy du système pour se connecter au réseau.

Paramètres régionaux

Les modifications faites ici ne modifient pas le projet ouvert en cours, mais les nouveaux projets intégreront ces valeurs par défaut.

-> Procédez comme suit :

1. Sélectionnez un système d'unités :
 - *Unité SI*: Toutes les unités seront présentées suivant le système métrique.
 - *Unité US*: Toutes les unités seront présentées suivant le système US. Cela concerne les unités de longueur et les températures, ainsi que les sections de câbles (AWG).
 - *Unité SI avec indications métrique des longueurs* (American Wire Gauge, AWG) et code le diamètre ou la section d'un câble. Cette spécification des câbles n'est en règle générale utilisée qu'aux USA, mais on peut la retrouver parfois dans des fiches techniques européennes.
2. Sélectionnez le *Pays* et les *Données météorologiques* du site :

Pays et données météorologiques seront ainsi pré-paramétrés dans tous les nouveaux projets.
3. Sélectionnez la *Région* :

Les nouveaux projets se basent sur un modèle correspondant à cette région, lequel contient des valeurs par défaut, pour la sélection des onduleurs p. ex.

 - Région *Allemagne*: le déséquilibre maximum de charge est limité à 4,6 kVA. Voir
 - Région *USA*: la tension système maximale (courant continu) est limitée à 600 V et le calcul se fait à l'aide des Températures NEC.

Réinitialiser

- *Réinitialiser les options*: la langue, toutes les options et valeurs par défaut seront réinitialisées sur la base de l'état à la livraison. Cela concerne aussi des valeurs que vous aurez expressément enregistrées comme valeurs par défaut : critères de connexion, conditions limites du raccordement des onduleurs, tension de réseau et configuration de la présentation.
- *Réinitialisation des bases de données*: la base de données sera réinitialisée sur la base de l'état à la livraison. Les données que vous aurez vous-même établies seront perdues
! MAIS : les projets qui contiennent des données établies par vous-même continueront à fonctionner. En appelant les données, celles-ci seront automatiquement rétablies.
- *Réinitialiser les options et les bases de données*

5.4 Menu Langue

Ce menu vous permet de définir la langue en cours.

Le projet, comme par exemple le nom des panneaux, n'en sera pas modifié. Seuls les nouveaux projets utilisent la nouvelle langue.

5.5 Menu Aide

Menu *Aide*

Le Menu *Aide* contient:

- le contenu d'aide complet
 - Cependant, la touche de fonction F1 ouvre l'aide même sensibles au contexte, c'est à dire, pour tout dialogue de texte d'accompagnement.
- le *manuel* d'utilisateur qui fournit les mêmes informations, mais destinées à l'impression
- un lien vers notre site web *Gamme de produits pour le photovoltaïque* ;
- *d'autres services Internet* sur notre site web : boutique en ligne, bon de commande, page d'accueil de Valentin EnergieSoftware ;
- L'option *Vérifier la mise à jour*, si vous voulez déclencher manuellement,
- L'*enregistrement* : Voici la version démo non enregistrés est remplacé à la version complète. Le numéro de série et code d'activation apparaîtra ici.
- *Info ...* au sujet du programme, des adresses de contact, droits d'auteurs, du système et d'enregistrement (contrat de licence, boutique en ligne, bon de commande).

5.5.1 Mise à jour Internet

Menu *Options* > *Mise à jour Internet*

Le programme vérifie sur Internet si une nouvelle version ou une base de données actualisée sont disponibles. La mise à jour est automatiquement téléchargée et installée sur demande. Dans Options, vous pouvez désactiver cette fonction.

Mise à jour de la base de données

Les fabricants de modules PV et d'onduleurs disposent d'un accès en ligne sur notre site afin d'étendre et gérer leurs données via Internet. Ces extensions sont contrôlées par nos propres soins et sont mises à votre disposition dans une mise à jour régulière de la base de données. Vous disposez ainsi en permanence de composants actuels et valides.

Si vous ne disposez pas d'un accès à Internet sur votre poste de travail, vous pouvez télécharger la base de données sur un autre ordinateur pour l'importer sur le vôtre (bouton "*Importer une base de données*" dans le menu *Bases de données*).

Si une mise à jour du programme est disponible, il convient d'abord de l'installer avant de procéder à une mise à jour de la base de données.

Mises à jour du programme

De nouvelles propriétés de produit sont ajoutées au programme et les erreurs connues sont éliminées. Ces améliorations donnent régulièrement lieu à de nouvelles versions qui sont disponibles avec une mise à jour du programme.

Paramètres Proxy

PV*SOL advanced utilise les paramètres proxy du système pour se connecter au réseau.

6 Bienvenue

Page *Bienvenue*

Vous trouverez une brève présentation de l'interface du programme.

À gauche se trouve une liste des derniers projets modifiés.

Les liens renvoient aux pages *Guide rapide* et *Info programme*.

-> Voir aussi :

- Touche F1 = assistance programme contextuelle
Le menu *Aide* contient des liens vers l'assistance programme et le manuel.
- Mises à jour du programme et des bases de données les plus récentes : allez au menu *Aide* › *Vérifier les mises à jour*.
- Nouveau dans cette version : <http://www.valentin.de/sales-service/kundenservice/release-notes>

10.Jun 2013

7 Données du projet

Page *Données du projet*


Vous pouvez saisir ici les données de votre projet :


- Titre de projet
- Référence d'offre
- Responsable
- Date de mise en service

Site de l'installation

- Adresse de l'installation (saisir le code postal, *Recherche* cliquer > la ville et la région sont automatiquement renseignés)
Cette adresse doit concorder avec les données météorologiques sélectionnées dans l'onglet *Type d'installation et environnement*.

! Le code postal saisi permet d'identifier, pour les lieux d'implantation situés aux USA, les fournisseurs d'électricité et les conditions de subvention pour le calcul de rentabilité basé sur le web.

Clic sur  : le champ *Adresse* montre comment l'adresse sera présentée dans le protocole de projet.



Dans cette fenêtre, vous pouvez éditer, insérer p. ex. des compléments d'adresses, mais ces modifications seront de nouveau écrasées dès que vous cliquerez de nouveau sur .

- Description du projet
- Illustration du projet

Ces données de projet apparaîtront sur la page de titre et dans l'en-tête de la présentation.

Infos client

-> **Procédez comme suit**


1. Cliquez sur le bouton *Infos client* > *Modifier*
2. Entrez des coordonnées telles que le numéro de client.
3. Reprenez soit  l'adresse de l'installation ou saisissez une adresse de client.
4. Cliquez sur  : Vérifiez comment l'adresse sera présentée dans le protocole de projet.
5. Cliquez sur *OK* pour fermer la boîte de dialogue.

8 Type d'installation et environnement

Page Type d'installation et environnement

8.1 Données météorologiques

Les données météorologiques déterminent les valeurs climatiques permettant d'évaluer le rendement énergétique annuel de l'installation solaire dans la simulation.

Un clic sur le bouton  *Sélection* ouvre la sélection des données météorologiques *Meteosyn*, structurée en fonction des pays du monde.

Les codes postaux, les latitudes et les longitudes permettent de trouver les données appropriées.

Sélectionnez les données météorologiques les plus proches possibles du site de votre projet.

Paramètres de la simulation :

Les pertes lors du lignes peuvent être occasionnées :

- *Déviat*ion dû à une *déviat*ion du spectre standard AM 1.5 :
La mauvaise adaptation spectrale modifie la courbe caractéristique de rendement du module mesurée par rapport au spectre standard. En Europe centrale, le coefficient de correction moyen sur l'année peut être estimé à 1%.

8.2 Réseau CA

Page Type de système et de l'environnement

Ici sont également définies les caractéristiques du réseau de courant alternatif :

1. Le nombre de *phases* qui constituent le réseau CA. Les petits systèmes sont majoritairement exploités en monophasé, les plus grands en triphasé. En Amérique du Nord, on utilise aussi les topologies biphasées (également des réseaux de type "split-phase" ou monophasés à trois fils).
2. La *tension de réseau* : au sein de réseaux mono ou triphasés généralement de 230 V.
Avec des réseaux biphasés de 120 V, on part d'une topologie de type "split-phase", c.-à-d. que les deux phases L1 et L2 sont déphasées de 180 degrés et présentent ainsi entre l'une et l'autre une différence de tension de 240 V. On peut ainsi raccorder aussi bien des appareils de 120 V que de 240 V (consommateurs, générateurs d'appoint et onduleurs) ;

3. Saisissez un *facteur de déphasage* $\cos(\phi)$ entre 0,8 et 1.
Avec un $\cos(\phi) < 1$, la puissance active utilisable de l'onduleur est plus faible. Avec un $\cos(\phi)$ de 0,95, seuls 95 % de la puissance apparente de l'onduleur pourront être utilisés comme puissance active. L'onduleur doit donc être dimensionné en prévoyant une marge supplémentaire de 5 %.
Si le dimensionnement de l'onduleur est insuffisant, des pertes de rendement apparaîtront dans la simulation.
4. Activez la *Limitation de revente* et entrez une valeur en pourcentage de la puissance PV installée.
Exemple : pour une puissance PV installée de 5 kWp et une réduction de 70 %, la puissance de sortie de l'onduleur sur le circuit CC est limitée à 3,5 kW.

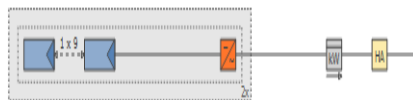
Remarque : la puissance de sortie (CA) de l'onduleur est différente de la puissance de revente au point de raccordement au réseau. Depuis l'entrée en vigueur de la réglementation EEG 2012, la réduction de la puissance de sortie de l'onduleur (CA) est généralement la solution la moins coûteuse. Cependant, avec cette solution, la puissance PV située au-delà du seuil de réduction (en Allemagne : 70 %) ne peut pas être exploitée pour la consommation directe.

-> Pour plus de détails sur la réduction, voir : Glossaire › Réduction de la puissance de sortie de l'onduleur (CA)

Il existe des valeurs par défaut enregistrées, que vous pouvez adapter. La tension du réseau peut être enregistrée par défaut. Ainsi, elle sera utilisée comme valeur de référence à chaque nouveau projet.

8.3 Type d'installation

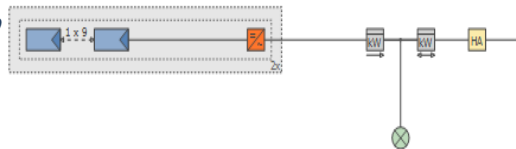
- *Installation raccordée au réseau avec revente totale*, c.-à-d. sans consommation propre ;
- *Installation raccordée au réseau pour lieux d'installation aux USA* : évaluation des



aides
possibles et
de la
rentabilité
avec l'aide
d'un service
Web.
-> voir
Rentabilité
USA - Service
Web ;

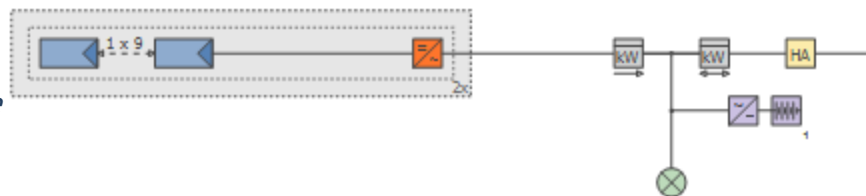
- *Installation PV
raccordée au
réseau avec
consommateu
rs d'électricité
(appelée
"consommatio
n propre") et
injection de
l'excédent*
-> La page

💡 *Consomma
tion s'active
alors.*



- *Installation PV
connectée au
réseau avec
appareils
électriques et
Installation
accu - Revente
de l'excédent
d'électricité*
-> Les pages

💡 *Consomma
tion et
Installation
accu sont*




activées.

Le système se compose de l'installation PV avec une consommation propre et d'un stockage sur accus à couplage CA. L'efficacité se traduit par des économies en termes de courant reçu et de rémunération à la revente. Seule la part de consommation propre peut être augmentée par le biais du stockage sur accus.




9 Consommation

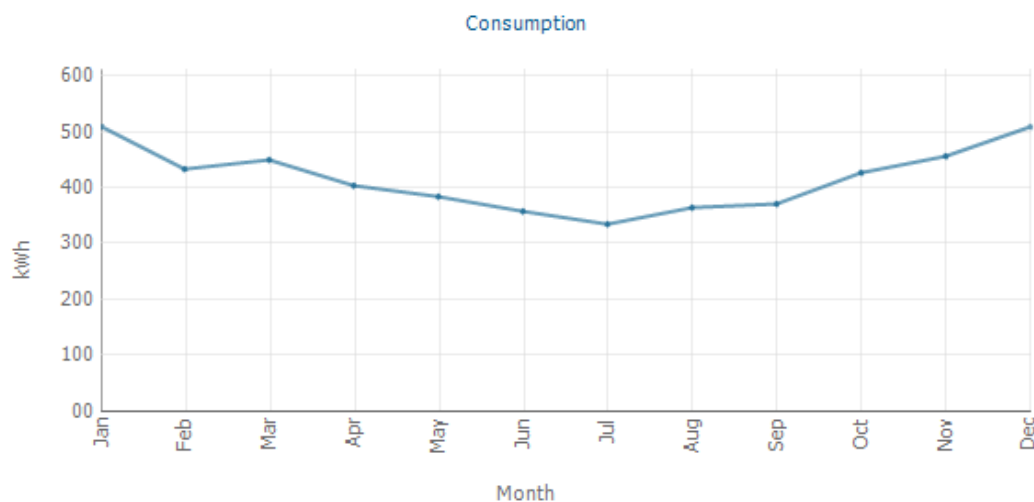
Page *Consommation*

-> **Condition requise :**

-  Type d'installation : - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques - Revente de l'excédent
 - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques et installation accu - Revente de l'excédent

-> **La consommation de courant qui doit être couverte par l'installation est définie comme suit :**

1. Vous pouvez *importer un profil de charge*: cliquez sur  *Sélectionner*.
2. Indiquez des *profils de charge*: Cliquez sur le bouton  *Sélectionner*:
Une fenêtre s'ouvre dans laquelle apparaît à gauche une liste des consommations effectives
-> Dans le menu *Bases de données > Profils de charge*, vous pouvez créer et modifier des profils de charge.
3. Indiquez des *consommateurs individuels*: Cliquez sur le bouton  *Sélectionner*:
La boîte de dialogue *Définition des consommateurs électriques via les consommateurs individuels* s'ouvre alors.
4. Un graphique représentant la consommation totale annuelle est affiché.



5. Le sous-onglet *Valeurs de consommation* et la fenêtre *Statut du projet* et la consommation totale.

Valeurs de consommation

Sont affichés les résultats des calculs suivants : *consommation globale annuelle*.


9.1 Importation et personnalisation des donnée mesurées

Page *Consommation* > *Donnée mesurées* > *Sélectionner*



Cette page vous permet d'importer vos propres profils de charge, de sélectionner les profils de charge déjà importés et de personnaliser les mesures en fonction du projet.


La base de données contient déjà quelques profils de charge pertinents.

-> Condition requise :

-  Type d'installation : - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques - Revente de l'excédent
 - Installation PV raccordée au réseau avec consommateurs électriques et installation accu - Revente de l'excédent

-> Pour importer des profils de charge, procédez comme suit :

1. Aller à la page *Consommation*
2. En *Données mesurées* cliques *Sélectionner*
3. Cliquez sur le bouton en haut à gauche  *Importer un nouveau profil de charge*. Une fenêtre de saisie s'ouvre.
4. Indiquez un nom de profil de charge dans le champ *Nom*.
5. Si vous le souhaitez, ajoutez vos commentaires sur les domaines d'application du profil de charge.
6. Sélectionnez un *Intervalle* en minutes.
7. Sélectionnez le *Nombre de jours* : 365 ou 366 pour les Années bissextiles. Les *valeurs numériques* proposées par le programme conformément à votre saisie s'affichent pour vérification.
8. Sélectionnez l'*unité* : kilowatts ou watts.
9. Sélectionnez le *format des nombres* comme suit :
 - #####.## avec point,
 - #####,## avec virgule ou
 - #.#####,## avec point séparateur de milliers.
10.  Sélectionnez le *fichier*.
Le fichier doit être un fichier texte au format .txt ou .csv.
Les données doivent être ordonnées dans une colonne sans en-tête comportant uniquement des valeurs.
11. Cliquez sur le bouton *Lire les valeurs*.
12. *Fermez* la boîte de dialogue d'importation.

13. L'option  *Supprimer le profil de charge* permet de supprimer le profil de charge sélectionné dans la base de données. Vous ne pouvez supprimer que les profils de charge définis par vos soins.

-> **Pour insérer les profils de charge dans le projet en cours, procédez comme suit :**

1. Sélectionnez un profil de charge dans la partie gauche. Les données correspondantes s'affichent sur la partie droite.
2. Indiquez la *Consommation d'énergie* annuelle pour le projet en cours. Le profil de charge personnalisé est enregistré dans le projet. Le profil de charge demeure inchangé dans la base de données.
3. Cliquez sur *OK* pour enregistrer les données et quitter la boîte de dialogue.




9.2 Profil de charge

Page *Consommation* > *Profil de charge Sélection* > *Définition des consommateurs électriques via le profil de charge*

Sur la gauche se trouve une liste de consommateurs, avec noms et consommation énergétique globale annuelle, parmi lesquels figurent les *besoins énergétiques globaux annuels* que vous avez calculés ainsi que la *valeur horaire maximale*. La *valeur horaire maximale* correspond aux besoins énergétiques les plus élevés qui surviennent au cours d'une heure dans l'année.

En bas à droite se trouve les boutons  *Nouveau consommateur* et  *Fermer*.

-> **Procédez comme suit :**





1. Cliquez sur  *Nouveau consommateur* pour définir un nouveau consommateur. On peut définir jusqu'à quatre nouveaux consommateurs électriques.
2. Cliquez sur le symbole correspondant aux consommateurs électriques  pour ouvrir la boîte de dialogue *Consommateur électrique* correspondant au consommateur sélectionné.
-> Détails Voir Profil de charge - Consommateurs électriques via le profil de charge
3. Répétez le processus pour tous les consommateurs concernés. Parmi les consommateurs indépendants figurent les *besoins énergétiques globaux annuels* que vous avez calculés ainsi que la *la valeur horaire maximale*.
4. Cliquez sur  *Fermer* pour quitter la boîte de dialogue.

Dans le menu *Conditions limites* > *Tarifs*, chaque consommateur électrique se verra attribué un tarif de référence.

9.2.1 Consommateurs électriques via le profil de charge

Seite *Consommation* > *Profils de charge Sélection* > *Définition des appareils électr. via profile de consommation* > *Appareil électr. par profile de consommation*

-> Procédez comme suit :

1. Cliquez sur  l'*icône de l'ampoule*. Une boîte de dialogue s'ouvre
2. Définissez le nom
3. Définissez l'*énergie nécessaire (consommation d'électricité annuelle, consommation hebdomadaire)*.
4. Le bouton  *Profils de consommation* vous permet de charger et d'éditer un profil de consommation de la base de données.
5. Après avoir cliqué sur le bouton  *Périodes de congés*, une boîte de dialogue s'ouvre,
 - dans laquelle vous pouvez saisir jusqu'à trois périodes de congés et
 - y attribuer l'énergie nécessaire en % de la consommation journalière hors congés.
6. Cliquez sur le bouton  *Graphique* pour représenter le profil de consommation sous la forme d'un graphique.
 - Vous pouvez utiliser le menu et la barre d'outils de la boîte de dialogue pour ajuster la mise en page du graphique, copier le graphique dans le presse-papiers ou l'imprimer.
 - Allez dans *Fichier* > pour copier le graphique dans le presse-papiers ou l'imprimer.
 - Allez dans *Tableau* pour exporter les valeurs numériques du profil d'utilisation vers une feuille de calcul.
 - Vous pouvez également exporter les valeurs numériques du profil de consommation dans un tableur. Pour cela, cliquez à l'aide du bouton droit de la souris sur l'axe X, puis sur *Mise à l'échelle* et définissez l'intervalle d'affichage et la largeur des colonnes. Confirmez avec *OK*. Les valeurs se trouvent à présent dans le presse-papiers et peuvent être copiées dans un tableur.
7. Confirmez avec *OK*.

Ou:

1. Pour supprimer un profil de charge, cochez la case *Supprimer consommateur* et confirmez la suppression avec *OK*.

Définition de profils de charge

Dans le menu *Bases de données* > *Profils de charge* vous pouvez créer vos propres profils de charge et les modifier.

9.2.1.1 Périodes de Congés

Ce dialogue sert à saisir jusqu'à trois périodes de congés, sous format de date jj.m.

A défaut, il faut saisir la même date dans les champs **de ... à ...**

Spécifiez le besoin en énergie correspondant à côté des périodes de congés.

9.2.1.2 Définition de profils de charge

Menu *Bases de données* > *Profils de charge*

Vous pouvez définir et modifier les profils de charge.

Vous pouvez créer vos propres profils de charge et les modifier.

1. Dans le menu du programme, sélectionnez *Bases de données* > *Profils de charge*. Vous verrez s'afficher la boîte de dialogue *Allure de charge électrique*. Elle vous permet de charger des allures de charge enregistrées dans la base de données, éditer des allures de charge chargées et définir vos propres allures de charge.
2. Cliquez sur le bouton *Charger*, sélectionnez dans la liste l'allure de charge qui se rapproche le plus de vos exigences et confirmez la sélection avec *OK*.
3. Attribuez un nom à l'allure de charge dans la zone de texte de la boîte de dialogue.
4. Sélectionnez dans les onglets l'évolution journalière à modifier.
été = Mai, Juin, Juillet, Août
Hiver = Novembre, Décembre, Janvier, Février
Période de transition = Mars, Avril et Septembre, Octobre
5. Sélectionnez une heure de la journée dans le champ de sélection à gauche. Le taux de consommation d'électricité correspondant pourra être modifié dans la fenêtre de saisie via le champ de sélection.
6. Répétez cette opération pour toutes les heures que vous souhaitez modifier.
7. La *somme* des valeurs de consommation d'électricité en pourcentage est affichée sous le champ de sélection. Cette *somme* doit aboutir à 100%. Vous pouvez pour cela procéder à un ajustement manuel des valeurs ou cliquer sur le bouton *Normer*. Le programme calcule ensuite la moyenne des valeurs en tenant compte des vos spécifications.
8. Les boutons *Copier* et *Coller* vous permettent de transférer les valeurs de consommation d'électricité en pourcentage d'un jour vers un autre. L'option *Coller* copie le contenu du presse-papiers, ce qui signifie que les valeurs peuvent provenir par exemple d'Excel.
9. L'onglet *Profil sur l'année* indique le profil de charge de toute l'année qui peut lui aussi être édité.
10. Cliquez sur *Enregistrer* et attribuez un nom afin d'enregistrer votre propre allure de charge.

Vous pouvez ensuite utiliser ces profils de charge pour définir la consommation comme décrit ci-dessus.

9.2.1.3 Liste de profils de charge

Activité - jours ouvrés de 8 h à 18 h, VDEW G1
Activité en cours artisanale / commerciale / industrielle, VDEW G3
Activité general artisanale / commerciale / industrielle, VDEW G0
Activité à forte voire très forte consommation en soirée, VDEW G2

Bâtiment de l'école (établissement scolaire) 10.000 m²
Bâtiment de l'école (établissement scolaire) 18.500 m²
Bâtiment de l'école (établissement scolaire) avec piscine 21.500 m²

Boulangerie avec fournil, VDEW G5

Brasserie

Bureaux 1.000 employés
Bureaux 16.0000 m²

Centre de recherche

Exploitations agricoles, VDEW L0
Exploitations agricoles de production laitière et élevage en activité annexe, VDEW L1
Exploitations agricoles, autres, VDEW L2

Foyer, pointe de consommation en soirée
Foyer, valeurs statistiques pour l'Allemagne, VDEW H0

Gymnase 2.300 m²

Hôpital 14.000 m²
Hôpital 16.000 m²
Hôpital 300 lits - 1
Hôpital 300 lits - 4
Hôpital 400 lits
Hôpital 434 lits
Hôpital 450 kW consomm. électr.

Magasin, grand 11.0000 m² (avec ventilation et climatisation)
Magasin / Salon de coiffure, VDEW G4

Opération week-end, VDEW G6

Piscine couverte 900 m²

Poste de gendarmerie 30.000 m²

Profil à consommation invariable sur toute l'année

Propriété au Ghana

Résidence

Résidence (Logement foyer) moyenne de Berlin

Résidence (Maison individuelle) (RU)

Résidence (Maison individuelle) Europe centrale

Résidence (Maison individuelle) hémisphère sud

Restaurant climatisé

Villages avec sites de production

Villages sans sites de production

Manque un profil spécifique? Voir ici: Définition de profils de charge comment créer votre propre profil.

9.2.1.4 Visualisation Graphique

Le graphique possède son propre menu, ainsi qu'une barre d'outils et divers menus contextuels que vous pouvez ouvrir à l'aide du bouton droit de la souris. Les icônes et les menus contextuels dépendent de l'objet sélectionné. Les objets sont les différentes courbes, les deux axes, la légende et le champ de titre.

Vous pouvez modifier la représentation du graphique comme vous le souhaitez. Vous trouverez une description détaillée dans les chapitres suivants.

Certaines caractéristiques de formatage de la partie sélectionnée de la représentation graphique (données, axes) peuvent être rapidement modifiées à l'aide des icônes du graphique :

Barre d'outils du graphique



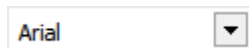
Cliquez sur les flèches rouges pour représenter la période suivante ou précédente (uniquement si l'intervalle d'affichage est inférieur à un an).



Agrandit ou réduit les caractères de l'objet sélectionné (axes, titre, légende).



Changement normal/gras des caractères de l'objet sélectionné (axes, courbe, titre, légende).



Changement de la police de caractères pour tous les objets.



Changement de la représentation de la courbe sélectionnée : lignes/barres



Le champ de caractères est tramé selon l'axe sélectionné.



Les données peuvent être enregistrées dans un autre programme par le biais du presse-papiers, puis éditées dans Excel par exemple.



Sortir le graphique sur l'imprimante.

Période d'affichage

Menu de diagrammes *Afficher*

Dans *Afficher*, vous pouvez déterminer pour les axes de temps la période qui doit être représentée sur les axes de temps. Vous pouvez choisir entre Jour, Semaine, Mois et Année. Vous pouvez sélectionner un affichage différent (par exemple deux mois) dans *Axes/ Formater l'axe x*.

Options

Menu de diagrammes *Options*

Légende : vous pouvez déterminer ici si la légende doit être représentée ou non.

- Titre : vous pouvez déterminer ici si le titre du diagramme doit être représenté ou non.

Imprimer

La boîte de dialogue Windows des réglages de l'imprimante s'affiche. Vous pouvez y sélectionner une imprimante et ses réglages.

Titre

Menu de diagrammes *Courbes* > Titre ou menu contextuel

Cliquez sur le cadre rectangulaire du champ graphique pour ouvrir une boîte de dialogue dans laquelle vous pouvez attribuer un nouveau nom au graphique. Après avoir fermé la boîte de dialogue, ce titre s'affiche sur la représentation graphique. Vous pouvez à présent déplacer le titre vers l'emplacement de votre choix dans le graphique à l'aide de la souris.

Courbes

Menu de diagrammes *Courbes* ou menu contextuel

Dans le menu graphique *Courbes*, toutes les données sélectionnées sont présentées et peuvent être formatées. Les formatages sélectionnés sont représentés par une coche dans les points de menu.

Les différentes données représentées et les axes x et y peuvent aussi être sélectionnés sur le graphique d'un simple clic avec le bouton gauche de la souris. La sélection se reconnaît aux points visibles sur le graphique. Pour les courbes et l'axe x, il faut toujours cliquer sous la ligne pour réaliser la sélection, et cliquer à gauche de l'axe pour l'axe y !

Si plusieurs axes y sont représentés, la couleur de la courbe vous appartenant est signalée sous chaque axe y pour bien les distinguer.

Double-cliquez sur les axes x et y pour ouvrir les boîtes de dialogue Formatage de l'axe x et Formatage de l'axe y.

Un clic à l'aide du bouton droit de la souris permet d'ouvrir un menu contextuel pour les axes et les courbes avec les commandes de menu pour l'objet en cours.

L'échelle des axes et la position du repère peuvent être choisies librement. Intervalle d'affichage de 1 jour à 1 an. Tous les axes et toutes les inscriptions des axes peuvent être formatés et déplacés.

Votre axe y : Attribuez un autre axe y aux données sélectionnées. La boîte de dialogue de mise à l'échelle du nouvel axe s'affiche alors.

Cliquez sur les options de sélection *gras* ou *normal*, *ligne* ou *barre* pour représenter la courbe en conséquence.

Modifier la couleur vous permet d'attribuer une autre couleur à la courbe.

caché: cette sélection masque la courbe sélectionnée. La courbe n'est pas supprimée. Il suffit de sélectionner de nouveau ce point pour la rendre visible. Au moins une courbe doit toujours être visible.

Vous pouvez aussi ouvrir ce sous-menu en sélectionnant la courbe souhaitée et en confirmant avec le bouton droit de la souris ou en utilisant les boutons de la barre d'outils.

Axe x

Graphique Axes > Axe x ou menu contextuel

Vous pouvez définir dans cette boîte de dialogue la période au cours de laquelle un diagramme doit être représenté, et la période au cours de laquelle on calcule la somme ou la moyenne des valeurs des données.

Différentes boîtes de dialogue s'affichent selon que le graphique est une représentation dans le temps ou non.

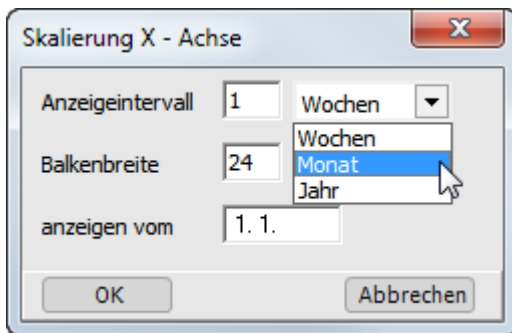


Figure : Echelle de l'axe x (représentation dans le temps)

- Largeur des barres : La largeur des barres indique la période d'affichage au cours de laquelle les données sont regroupées. Selon l'unité que vous aurez choisie, le programme calculera la somme (énergies) ou la moyenne (puissances, températures) des valeurs des données dans cet intervalle.
- Afficher de : Il s'agit d'entrer ici à quel moment de l'année la représentation des données doit commencer (au format date).
- Intervalle d'affichage : L'intervalle d'affichage définit la période qui doit être représentée dans le graphique. Les champs Jour, Semaine, Mois, Année vous permettent de définir l'écart en plus de l'intervalle, ainsi que l'inscription de l'intervalle principal de l'axe x.

Axe y

Graphique *Axes* > *Axe y* ou menu contextuel

Figure : Champ de saisie pour le formatage de l'axe y

Vous pouvez ouvrir les boîtes de dialogue pour la mise à l'échelle des axes en sélectionnant le menu de graphique *Axes*, en double-cliquant sur l'axe ou, si l'axe est sélectionné, en sélectionnant dans le menu contextuel *Echelle* avec le bouton droit de la souris.

L'axe y sélectionné est formaté dans cette boîte de dialogue.

Unité : Dans Unité, choisissez l'unité dans laquelle l'axe y et les courbes correspondantes doivent être représentés. Si vous sélectionnez le champ *disposer à droite*, l'axe y sera disposé à droite du diagramme.

Position de l'axe x : Définissez ici le point d'intersection entre l'axe x et l'axe y. Si vous choisissez *Minimum*, l'axe x sera dessiné sous l'axe y. Par-contre, la sélection de *Maximum* placera l'axe x au-dessus de l'axe y. Si vous souhaitez déterminer librement la position de l'axe x, entrez la valeur y souhaitée dans le champ *Axe x intersection à*.

Echelle automatique : Si ce champ est sélectionné, l'axe sera mis à l'échelle indépendamment des entrées ci-dessous, avec les valeurs minimales et maximales des courbes correspondant à l'axe y. En cas de modification de l'intervalle d'affichage de l'axe x, l'échelle sera actualisée.

Si les valeurs d'échelle suivantes sont modifiées, l'échelle automatique est immédiatement désactivée. Si c'est le cas, l'échelle entrée s'applique pour chaque intervalle d'affichage de l'axe x. C'est particulièrement utile pour une comparaison rapide de différents intervalles d'affichage.

Valeur minimale : La plus petite valeur à représenter dans l'unité sélectionnée.

Valeur maximale : La plus grande valeur à représenter dans l'unité sélectionnée.

Intervalle principal : Définition des intervalles inscrits. La valeur entrée correspond à l'intervalle dans l'unité sélectionnée.

Intervalle subsidiaire : Définition de la subdivision des intervalles principaux. La valeur entrée correspond à l'intervalle dans l'unité sélectionnée.

Quadrillage : Des lignes de référence en pointillés ou en continu sont tracées à hauteur des intervalles principaux.

Légende

Menu de diagrammes *Courbes* > *Légende* ou menu contextuel

Toutes les données représentées sont rattachées à la représentation correspondante dans la légende.

Si des énergies sont représentées, la somme des énergies pendant la période représentée s'affiche derrière le nom des données.

Si des puissances, des températures, la vitesse du vent et des grandeurs d'évaluation (couverture, rendement, degré d'efficacité) sont représentées, les valeurs moyennes s'affichent pour la période représentée.

Le champ de légende peut être sélectionné et déplacé.

Champ de coordonnées

La barre inférieure de la représentation graphique inclut un champ indiquant les coordonnées actuelles lorsque le pointeur de la souris se trouve à l'intérieur du diagramme. La date et l'heure, ainsi que la valeur x correspondante de la position du pointeur de la souris sont affichées.

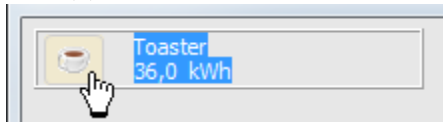
9.3 Consommation - Définition via Appareils Individuels


Seite Verbrauch > Einzelverbraucher Auswahl > Definition der elektrischen Verbraucher über Einzelverbraucher

Il est possible d'indiquer la consommation des jusqu'à 20 appareils individuels.

-> Procédez comme suit :

1. Sur le page Consommation, en *Appareils individuels*, cliquez sur le bouton *Sélection* pour créer ou modifier des appareils. Le dialogue *Définition des consommateurs d'électricité via appareils individuels* s'ouvre.
2. Cliquez sur le bouton
+ *Nouveau* pour créer un nouvel appareil individuel,
📄 *Charger* pour charger un appareil individuel déjà défini ou
✖ *Supprimer* pour supprimer un appareil individuel.
3. Les appareils individuels sélectionnés s'affichera à gauche.



Pour définir la base horaire et les autres propriétés d'un appareil individuel, cliquez dans la liste sur  le graphique à gauche, près du nom de l'appareil individuel.

Le dialogue *Appareils Individuel* s'ouvre.






-> voir Consommateur défini via appareil individuel

4. Ci-dessous les appareils individuels s'afficheront *Besoin annuel total d'énergie* et la *valeur horaire maximale* (dans une année) sont calculé et affichées.
La *valeur horaire maximale* correspond au besoin énergétique maximal constaté en une heure de l'année.
5. Quitter le dialogue avec ✖ *Fermer*.





9.3.1 Appareil Individuel

Dans le dialogue *Appareil individuel*, vous pouvez :

-> Procédez comme suit :

1. Cliquez le bouton *Charger* pour lire un consommateur de la base de données .
2. Indiquer un *nom* pour l'appareil individuel.
3. Ouvrez la liste des *types* d'appareils individuels  et sélectionnez-en un. Les différents types présentent des durées de fonctionnement différentes ; c'est pourquoi le contenu des dialogues qui s'affichent sont différents :
 -  Appareils à utilisation continue (par ex. réfrigérateur)
 -  Appareils à utilisation discontinue (par ex. téléviseur)
 -  Consommateurs électriques courte durée (par ex. machine à café)
 -  Éclairage
4. Indiquer la *puissance* [W], *puissance en veille* [W] et le *besoin annuel de courant* [kWh]
5. *Période de service* :

Selon le *type* sélectionné, d'autres options de définition s'affichent dans la zone *Périodes de service* de la boîte de dialogue, que vous pouvez utiliser pour décrire le comportement individuel en heures d'exploitation de l'appareil individuel.

Type	Définition de <i>Périodes de service</i>		
	<input checked="" type="checkbox"/> Identique tous le jours / Jours	12 Mois	Journée de 24h
 Appareils à utilisation continue		x	
 Appareils à utilisation discontinue	x	x	x
 Consommateur électrique de courte durée	x	x	
 Éclairage	x	x	x

6. Cliquez sur *Enregistrer*, pour sauvegarder les données saisies.
7. Laisser la boîte de dialogue avec OK.

9.3.1.1 Appareils à utilisation continue

Page *Consommation* › *Appareils individuels* › *Sélection* › *Définition des consommateurs électr. par appareil* › *Appareil individuel*

Un consommateur électrique continu est un qui n'est pas allumé et éteint par l'utilisateur, mais qui fonctionne automatiquement, comme le réfrigérateur ou le congélateur.

Puissance de veille: Applicable uniquement aux consommateurs électriques non continus.

Besoin annuel en courant: Indiquez le besoin annuel pour l'utilisation continue sur toute l'année.

Périodes de service : Le consommateur électrique peut être défini comme consommateur continu, ou via ses intervalles de service.

- Consommateur continu: Le consommateur électrique est en service sans interruption.
- Service tous les...: Définition des intervalles de service.

9.3.1.2 Appareils à utilisation discontinue

Un consommateur électrique variable est un allumé et éteint par l'utilisateur, comme la télé, l'ordinateur.

Puissance de veille: A saisir uniquement pour les consommateurs électriques concernés. La puissance de veille est toujours active en-dehors des temps de service.

Périodes de service:


Identique tous les jours; en annulant le crochet, vous pouvez saisir des temps de service différents pour tous les jours de la semaine.


Horloge: Définissez les heures de service en cliquant sur les champs (champs vert = en service).

Service *sans d'autres restriction*: Les heures de service s'appliquent comme définies par l'horloge.

Service *nocturne uniquement*: Les heures de service définies s'appliquent uniquement si simultanément le rayonnement solaire global est zéro.

Service *diurne uniquement*: Les heures de service définies s'appliquent uniquement si simultanément le rayonnement global est plus que zéro.

en service: cliquer sur le champ du mois ou du  jour (vert)

hors service: cliquer sur le champ du mois ou du  jour (blanc)

en service: cliquer sur le champ de l'heure (vert)

hors service: cliquer sur le champ de l'heure (blanc)

9.3.1.3 Consommateur de courte durée

Un consommateur électrique de courte durée en est un consommateur mis en route par l'utilisateur pour un service de moins d'une heure normalement. Par exemple: le fer à repasser, la cafetière.

Puissance de veille : A saisir uniquement pour les consommateurs électriques concernés. La puissance de veille est toujours active en-dehors des périodes de service.

Périodes de service par utilisation:

- Saisissez soit la *durée d'utilisation*
- ou soit le *besoin en courant*.

Utilisations par heure :

- Identique tous les jours; en annulant le crochet, vous pouvez saisir des temps de service différents pour tous les jours de la semaine.
- Saisie dans la barre horaire. En annulant le crochet, vous pouvez saisir des temps de service différents pour toutes les heures de chaque jour de la semaine.

9.3.1.4 Consommateur électrique particulier: Eclairage

Un consommateur électrique est défini comme éclairage s'il s'allume en fonction de la luminosité.

Puissance de veille : A saisir uniquement pour les consommateurs électriques concernés. La puissance de veille est toujours active en-dehors des temps de service.

Périodes de service:

Identique tous les jours; en annulant le crochet, vous pouvez saisir des temps de service différents pour tous les *jours de la semaine*.

Horloge: Définissez les heures de service en cliquant sur les champs (champs vert = en service). Ce n'est que lors des temps de service définis que le consommateur électrique peut se mettre en route.

Service *sans d'autres restrictions* : Les heures de service s'appliquent comme définies par l'horloge.

Service *en pleine nuit* : Les heures de service définies s'appliquent uniquement si simultanément le rayonnement solaire global est zéro.

Service de *aurore/crépuscule* : Les heures de service définies s'appliquent uniquement si simultanément le rayonnement global fait moins de 20 W/m².


Service par temps sombre: Les heures de service définies s'appliquent uniquement si simultanément le rayonnement global fait moins de 50 W/m².

10 Modules PV

Page *Modules PV* > *Surface des modules* i

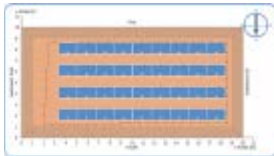
Sélectionnez sur cette page des modules de la base de données et paramétrez la surface des modules .




-> **Procédez comme suit :**

1. Attribuez un nom à la surface des modules dans l'arborescence à gauche . Vous pouvez créer, copier ou effacer d'autres surfaces de modules par le biais de la barre d'outils ou de la barre de symboles.
2. Données modules : sélectionnez ici un module PV :
cliquez sur le bouton *Sélection* pour ouvrir la base de données des modules PV.
-> voir aussi : Sélection de la base de données
Sélectionnez un type de module PV.
Le type et la puissance nominale s'affichent. Pour obtenir les autres caractéristiques de ce module, cliquez sur .

! Les fabricants actualisent et enrichissent régulièrement les données. Pour obtenir les données les plus récentes, allez dans Mise à jour de la base de données.

3. Saisie de la surface avec des modules avec emplacement graphique de la toit :




- a. Sélectionnez dans *Saisie de la surface des modules* l'option  *Emplacement graphique*.
L'aperçu de la toiture et l'emplacement s'affichent.
 - b. Cliquez sur le bouton  *Saisie* pour déterminer le nombre de modules PV via la saisie de l'occupation de la toiture avec des objets de blocage.
-> Procédez : Aperçu du toit.
- 3. Saisie de la surface avec des modules par saisie directe des données de modules :**
- a. *Saisie de la surface des modules* : sélectionnez  *Saisie directe des données modules*.
Définissez les paramètres Emplacement d'installation, Inclinaison, Orientation et Nombre de modules.
 - b. Saisissez le *nombre de modules* (maximum = 1000 modules).

- c. Cliquez sur le lien *puissance des générateurs souhaitée*.
 - Indiquez la valeur.
 - Confirmez avec *OK*.
- d. Cliquez sur le lien *Rapport souhaité par rapport à la consommation*
 - Entrez les valeurs :
On calcule à cet effet le rendement énergétique produit par un module :
 - *Rapport souhaitée* de l'énergie PV (CC) par rapport à la consommation.
 - *Période considérée*
 - pour le Type d'installation Revente totale : *Consommation annuelle*.
 - pour le Type d'installation Revente de l'excédent d'électricité : - *Période considérée*
 - Bestätigen Sie mit *OK*. Die Modulanzahl wird berechnet und automatisch eingetragen.
 - Confirmez avec *OK*.
- e. L' *orientation* décrit la position de la surface des modules par rapport à la direction. Elle est indépendante des données météorologiques et du site, c.-à-d. qu'elle est identique dans l'hémisphère nord et dans l'hémisphère sud. La rose de vents illustre les données que vous saisissez.
- f.

Orientatio n		Azimut	
		Hémisphè re nord	Hémisphè re sud
Nord	0	180	0
Est	90	-90	90
Sud	180	0	180
Oues t	270	90	-90

190

°



- g. L' *azimut* dépend de données météorologiques précises et du site qui a été sélectionné dans l'onglet *Type d'installation et environnement* dans les *Données météorologiques* . Il décrit l'écart des normales de la surface des modules avec le sud (hémisphère nord) ou avec le nord (hémisphère sud). Elle est de 0° (dans l'hémisphère nord) lorsque la surface est parfaitement orientée sur la position du soleil à midi (zénith)
- h. Les données météorologiques dans lesquelles la latitude est précisée indiquent à PV*SOL si l'installation se trouve dans l'hémisphère nord ou sud.

-
- i. L' *inclinaison des modules PV* décrit l'angle formé par le plan horizontal et la surface des modules :
- 0° correspond à un montage horizontal,
 - 90° à un montage vertical.
- j. Sélectionnez un *Type de montage* :
- *Parallèle à la toiture* lorsque les modules sont montés en laissant un espace entre les modules et la couverture du toit.
 - *Intégré à la toiture - avec ventilation arrière* lorsque l'installation est posée sur une sous-structure parallèle à la couverture du toit. La ventilation arrière contribue au refroidissement des modules et donc à une puissance plus élevée.
 - *Intégré à la toiture - sans ventilation arrière* lorsque les modules constituent la couverture du toit.
 - *Sur bâti - Toiture* lorsque les modules sont montés sur bâti sur un toit .
 - *Sur bâti - Sol* lorsque les modules sont montés sur bâti au niveau du sol .

4. Paramètres de la simulation :

Les pertes lors du service réel du système peuvent être occasionnées :

- 3.
- *Les pertes en diodes* :
Les pertes causées par chute de tension aux diodes des modules sont négligeables dans la plupart des cas.
 - *Désadaptation ou rendement diminué* par rapport aux indications du fabricant :
Malgré une irradiation et une température identiques, à cause de tolérances de production, les modules peuvent présenter des différences de MPP (désadaptation), ou bien les modules n'atteignent pas le plein rendement indiqué (rendement diminué). Les pertes occasionnées varient de 1 jusqu'à 5 %. (Les effets de désadaptation, ici, ne sont pas ceux qui se manifestent lors du branchement de plusieurs modules partiels à orientations différentes sur un onduleur; ces déperditions sont calculées et prises en compte lors de la simulation.)

- *Réflexion du Sol (Albédo)*
La *réflexion du sol (Albédo)* est exploitée dans le processeur d'irradiation. La réflexion des rayons par le sol ou le milieu extérieur augmente le rayonnement du générateur PV. L'albédo d'un sol enneigé est de 80 %; il est de 20 % sous nos latitudes. -> Tabla de Albedo
 - Entrez l'*albedo annuel*
 - ou entrez l'*albedo mensuelles*.
 - *Pertes par pollution de modules PV*
Les pertes causées par la pollution sont négligeables à partir d'un certain angle d'inclinaison (environ 20%).
 - Entrez les *pertes annuelles par pollution*
 - ou entrez les *pertes mensuelles par pollution*.
5. Créez avec Photo Plan une vue du bâtiment avec les modules PV. Vous pouvez intégrer cette vue à la présentation au client.
En *Aperçu photo de l'emplacement du toit*, cliquez sur le bouton *Editer*.
-> Procédez: Photo Plan

La puissance des générateurs PV est calculée et s'affiche alors.

10.1 Répartition sur le toit réalisée avec Photo Plan

Installation 2D > Caractéristiques techniques > Générateur PV > Prévisualiser l'occupation du toit avec Photo Plan

Page Modules PV > Prévisualisation de l'occupation du toit avec Photo Plan

Photo Plan vous permet de créer une planification photoréaliste de la surface de votre toit. Le nombre de modules et l'inclinaison s'affichent également. Vous pouvez reprendre ces valeurs. Elles ne doivent toutefois pas obligatoirement concorder avec le nombre de modules du projet. Par exemple si la prévisualisation comprend des modules aveugles. Photo Plan possède son propre fichier d'aide que vous pouvez ouvrir directement dans Photo Plan.

-> Procédez comme suit :

1. Le programme *Photo Plan* s'ouvre.
2. Pour vous familiariser avec l'utilisation de Photo Plan, deux vidéos détaillées sont à votre disposition (voir ci-dessous). Nous vous recommandons de visualiser cette vidéo introductive.
Photo Plan est uniquement disponible en allemand et en anglais.
3. Quelques informations très simples au sujet de la géométrie du toit permettent de représenter l'aspect futur de la surface du toit. Il suffit de fournir une photographie du toit. Photo Plan reprend la masse des modules sélectionnés calculée par PV*SOL advanced .
4. Vous pouvez exporter le toit recouvert ici par quelques modules solaires thermiques comme projet Photo Plan, puis l'importer dans PV*SOL afin de pouvoir disposer des modules photovoltaïques sur la surface restante dans PV*SOL. Cela fonctionne bien entendu aussi dans le sens inverse.
- 5.
6. Il est également possible de planifier et de représenter des fenêtres de toit de la marque Velux® et des tuiles de la marque Braas®.
7. La photo définitive, le nombre et l'inclinaison de modules sont emprunter à PV*SOL advanced.

è Voir aussi vidéos en anglais:

- Photo Plan - Vidéo introductive : http://valentin-tutorials.s3.amazonaws.com/PhotoPlanTutorials/EN/PhotoPlan_EN_1/PhotoPlanEN1.html
- Photo Plan - Fonctionnalités élargies : http://valentin-tutorials.s3.amazonaws.com/PhotoPlanTutorials/EN/PhotoPlan_EN_2/PhotoPlanEN2.html

Avant




Après





10.2 Occupation du toit

Page *Modules PV* > (*Saisie de la surface du module*)  *Emplacement graphique* > *Saisie*


Système (2D) > *Caractéristiques techniques* > *Générateur PV* > (*puissance du générateur*) *Déterminer puissance à partir de la surface de toit* > *Paramètres de toit* >  *positionner automatiquement* (menu contextuel)

Le calcul automatique de l'occupation du toit montre le projet de toit actuel, qui comprend les surfaces d'emplacement et les surfaces bloquées.

-> Condition préalable :

1. Sélectionnez dans *Évaluer la puissance des générateurs suivant l'option*  *Emplacement graphique*.
2. Cliquez sur  *Saisie*.

-> Condition préalable :

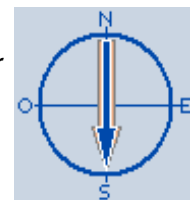
1. Sélectionnez dans la boîte de dialogue *Système* > *Caractéristiques techniques* > *Générateur PV* dans l'espace *Puissance du générateur* l'option  *Déterminer puissance à partir de la surface de toit*.
2. Cliquez *Paramètres du toit*.

C'est le séquence de travail :

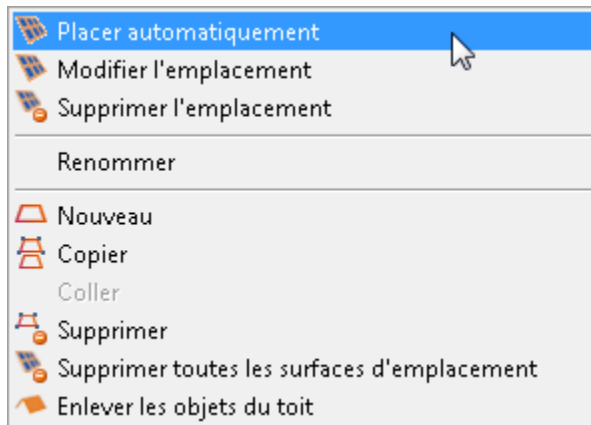
1. Saisissez les mesures, l'orientation et l'inclinaison du toit.
2. Définissez les surfaces bloquées.
3. Déterminez la situation d'installation des modules PV.
4. Recouvrez le toit de modules PV.
5. Saisissez les mesures, l'orientation et l'inclinaison du champ d'occupation.

-> Procédez comme suit :

1. L'aperçu du toit est affiché. Saisissez les cheminées et autres surfaces bloquées comme nouveaux objets 2D ainsi que les Distances au bord.
 - Vous pouvez déplacer les surfaces d'emplacement et les surfaces bloquées grâce à Drag&Drop.
 - Si un objet 2D est sélectionné, ses points angulaires s'affichent et peuvent être édités dans le Champ de saisie.
 - La rose des vents en haut à droite de l'image indique la direction vers laquelle le toit est orienté (flèche de la couleur du toit). L'orientation de modules PV sur bâti (flèche bleu) peut différer de celle du toit.



2. Cliquez sur la surface de toit et ouvrez le menu contextuel avec la touche droite de la souris.

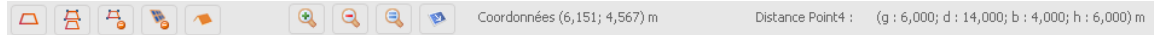


3. Sélectionnez *Placer automatiquement* ou *Modifier l'emplacement*.
Pour modifier la formation des modules, vous pouvez utiliser les raccourcis clavier suivants :
 - Ctrl + touche gauche de la souris : sélection multiple
 - Maj + touche gauche de la souris : sélection d'une ligne de modules
 - ALT + touche gauche de la souris : sélection d'une colonne de modules
4. Réduisez ou agrandissez la vue du toit à l'aide de la touche au centre de la souris/de la molette de la souris.

10.2.1 Aperçu du toit - Barre d'outils

Système (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur PV > (puissance du générateur) Déterminer puissance à partir de la surface de toit > Paramètres de toit

Page *Modules PV > (Saisie de la surface du module) position graphique > Saisie*



Créer nouvel objet 2D

Le bouton *Créer nouvel objet 2D* ouvre la boîte de dialogue *Nouvel objet 2D*. Vous avez alors la possibilité de définir de nouvelles surfaces de toit, surfaces bloquées ou surfaces d'emplacement.

Copier objet 2D

Après avoir sélectionné une surface bloquée ou une surface d'emplacement, vous pouvez copier dans la mémoire intermédiaire en cliquant sur *Copier objet 2D* (ou Ctrl + C). Vous pouvez ensuite insérer la surface via un *clic droit - Coller* (ou Ctrl + V) dans votre surface de toit.

Supprimer objet 2D

Via le bouton *Supprimer objet 2D* (ou touche *Supprimer*), vous pouvez effacer les surfaces bloquées, les surfaces d'emplacement ou les modules/groupes de modules sélectionnés.

Supprimer toutes les surfaces d'emplacement

Attention ! En cliquant sur *Supprimer toutes les surfaces d'emplacement*, vous effacez toutes les surfaces d'emplacement.

Supprimer tous les objets 2D (sauf le toit)

En cliquant sur ce bouton, vous effacez tous les objets 2D à l'exception de la surface de toit.

Zoom - Agrandir l'aperçu

Ce bouton permet de zoomer sur la surface de toit.

Zoom - Réduire l'aperçu


Ce bouton permet de dézoomer.

Zoom - Choisir le meilleur aperçu

Cliquer sur ce bouton permet de régler le facteur zoom le mieux adapté.

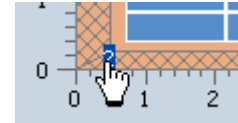
Afficher l'inclinaison du module

La flèche indique le bord inférieur du module.

 avec des modules plans,

 avec des modules inclinés, sur bâti

Coordonnées



Indique la position actuelle de la flèche de la souris.

Point d'espacement i

L'espacement entre la zone de surfaces bloquées ou d'emplacement sélectionnée et les limites extérieures de la surface de toit est affiché à droite dans la barre d'outils.

10.2.2 Arborescence

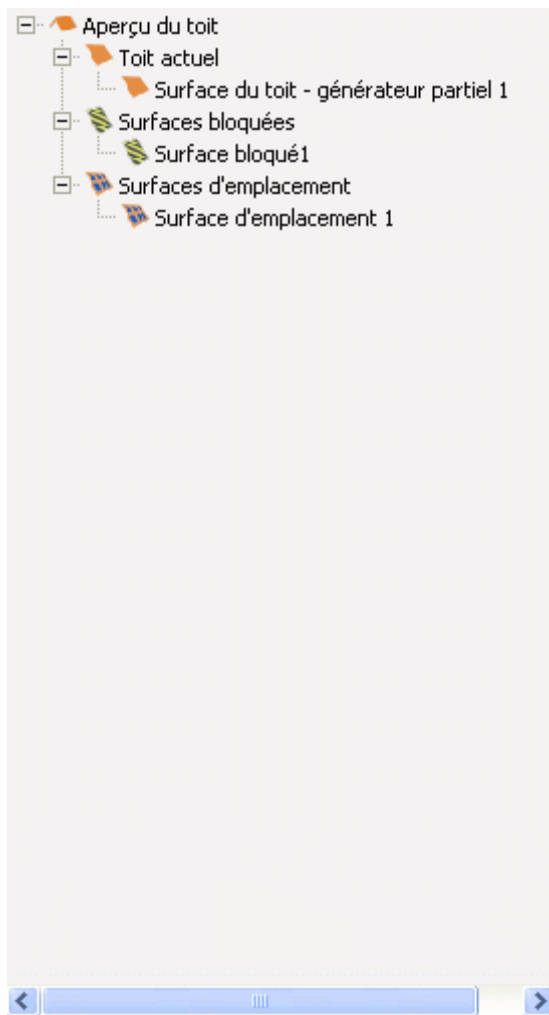
Installation (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur partiel > Paramètres de toiture

Page *Modules PV* > (*Saisie de la surface des modules*) *Emplacement graphique* > *Saisie*

L'arborescence vous offre une vue d'ensemble des objets 2D utilisés dans votre installation PV.

Un clic gauche sur un élément de la structure vous permet de sélectionner l'objet 2D considéré.

Un clic droit sur un objet 2D de l'arborescence entraîne l'ouverture d'un menu contextuel comportant toutes les fonctions disponibles pour l'objet 2D sélectionné.








10.2.3 Nouvel objet 2D

Installation (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur partiel > Paramètres de toiture >  *Nouvel objet 2D*

Page *Modules PV* > (Saisie de la surface du module)  *Position graphique* > *Saisie* >

Vous pouvez définir ici de nouveaux objets 2D pour votre projet.

-> **Procédez comme suit :**


1. Cliquez sur le bouton . La boîte de dialogue "*Nouvel objet 2D*" s'ouvre alors.
2. Sélectionnez d'abord en haut à gauche un  type d'objet :
 -  surface de toit
 -  surface bloquée ou
 -  surface d'emplacement.
3. Saisissez ensuite dans *Dénomination* un nom pour votre nouvel objet 2D.
4. Suivant le type d'objet sélectionné, vous trouverez des *formes standard* et des options à disposition pour le nouvel objet 2D :

10.2.3.1 Nouvelle surface de toit

Système (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur partiel i > Paramètres du toit >  Nouvel objet 2D >  Nouvelle surface de toit



Page Modules PV > (Saisie de la surface du module)  Emplacement graphique > Saisie >  Nouvel objet 2D >  Surface de toit

-> Procédez comme suit:

1. Entrez un nom pour votre nouvel objet 2D sous l'option *Désignation*.
2. Accédez à la fenêtre  *Distances au bord* qui vous permet de définir les surfaces bloquées pour les bords de votre toit.
3. Choisissez une *forme standard*:



Cercle

4. Entrez les dimensions de cette forme.
5. Pour des surfaces de toit simples sans surfaces bloquées ou distances limites :
Cochez la case *Placer surface de toit maximale* afin de doter la nouvelle surface de toit d'une surface d'emplacement de la taille de votre toit.
6. Répétez le cas échéant le processus pour les  surfaces bloquées et les  surfaces d'emplacement
7. Fermez la fenêtre avec *OK*.
Les modules PV sont placés automatiquement.
Le toit s'affiche en fonction des données.

10.2.3.2 Nouvelle surface bloqué

Systeme (2D) > Caracteristiques techniques > Générateur partiel i > Paramètres du toit >  Nouvel objet 2D >  Surface bloqué

Page Modules PV > (Saisie de la surface du module)  Emplacement graphique > Saisie >  Nouvel objet 2D >  Surface de toit

-> Conditions:

Vous avez défini la  Surface de toit.

-> Procédez comme suit:

1. Entrez un nom pour votre nouvel objet 2D sous l'option *Désignation*.
2. Une palette de *formes standard* géométriques différentes est destinée à la conception d'une nouvelle surface de toit :





3. Entrez les dimensions.
4. Fermez la fenêtre avec *OK*.
Les modules PV sont placés automatiquement.

10.2.3.3 Nouvelle surface d'emplacement

Système (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur PV i > Paramètres du toit >  Nouvel objet 2D >  Surface d'emplacement

Page Modules PV > (Saisie de la surface du module)  Emplacement graphique > Saisie >  Nouvel objet 2D >  Surface d'occupation

-> Conditions:

1. Vous avez défini la  Surface de toit.
2. Vous avez défini la  Surface bloqué.

-> Procédez comme suit:

1. Entrez un nom pour votre nouvel objet 2D sous l'option *Désignation*.
2. Une palette de *formes standard* géométriques différentes est destinée à la conception d'une nouvelle surface de toit :

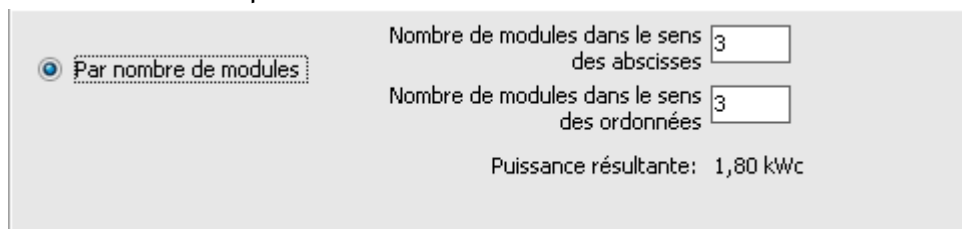


3. Entrez les dimensions.
4. Ou, si nécessaire, sélectionnez l'option "Adapter à la surface du toit":



La nouvelle surface d'emplacement présente la forme et les dimensions de la surface du toit existante.

5. Ou sélectionnez l'option "*Par nombre de modules*".



Par nombre de modules

Nombre de modules dans le sens des abscisses

Nombre de modules dans le sens des ordonnées

Puissance résultante: 1,80 kWc

- La taille de la nouvelle surface d'emplacement est définie pour une certaine formation de modules.
 - Saisissez pour cela le nombre de rangées (Direction X) et de colonnes (Direction Y) de la formation des modules prévue.
 - La puissance résultant de la formations des modules s'affiche alors.
6. Cochez la case *Placer ensuite* afin de placer automatiquement des modules PV sur la nouvelle surface d'emplacement après avoir cliqué sur *OK*.
7. Fermez la fenêtre avec *OK*.
Les modules PV sont placer automatiquement.
Le toit s'affiche en fonction des données.

10.2.4 Modifier les coordonnées, l'orientation, le position et le type d'intégration


Système (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur PV > (puissance du générateur) Déterminer puissance à partir de la surface de toit > Cliquez dans Treeview

Onglet Modules PV > (Saisie de la surface du module)  Position graphique > Saisie > (Sélectionner une surface de toit) > (Champ de saisie en bas)

Le champ de saisie situé au-dessous de la Visualisation du toit varie en fonction du **type d'objet sélectionné** dans Treeview :

Toit actuel






1. Sélectionnez dans Treeview *Toit actuel*. Le champ de saisie affiche les limites de toiture et la couleur actuelle du toit.




légende gauche côté pignon ouest	légende bas Chéneau	Couleur du toit : 
légende droite Côté pignon est	légende haut Faîte	

2. Vous pouvez modifier les légendes.
3. Cliquez à droite dans *Couleur du toit* sur la zone du toit si vous souhaitez sélectionner une autre couleur.

Surface du toit

1. Sélectionnez dans Treeview un objet de toit (défaut : *Vue du toit*). Le champ de saisie affiche les *Coordonnées* des points de cet objet.

Entrer les coordonnées (unité en m) :			Orientation du toit:			
Point	X	Y		Orientation du toit		0,000 °
1	0,000	0,000		Inclinaison du toit β		30,000 ° 
2	12,000	0,000		Note : l'azimut des modules reste toujours égal à 0° !		
3	12,000	6,100				
4	0,000	6,100				

2. Vous pouvez modifier les coordonnées de points particuliers de l'objet sélectionné.
3. Vous pouvez  ajouter ou  supprimer des points.
4. Un clic sur le bouton  ouvre la fenêtre Distances limites.
5. Sur le côté à droite, vous pouvez saisir l'azimut et l'inclinaison du toit. La rose des vents avec la flèche dans la couleur de toit indique l'orientation du toit.

Surface bloquée

1. Sélectionnez dans Treeview une Surface bloquée.

2. Vous pouvez modifier les coordonnées de points particuliers de l'objet sélectionné.
3. Dans *Saisir la position*, vous pouvez saisir la position de l'ensemble de l'objet sélectionné.

Entrer les coordonnées (unité en m) :			Entrer la position :	
Point	X	Y		
1	6,829	4,019		x = 4,829 m
2	4,829	4,019		y = 4,019 m
3	4,829	5,519		
4	6,829	5,519		

Surface d'emplacement

1. Sélectionnez dans Treeview une Surface d'emplacement.

Entrer les coordonnées (unité en m):			Position de la surface d'emplacement		Position de modules PV :		Type de pose :	
Point	X	Y						
1	6,000	0,000		x = 0 m	x = 0,951 m	Intégré au toit - ventilé		
2	0,000	0,000		y = 0 m	y = 0,65 m	Azimut module α 180,0 °		
3	0,000	4,000				Inclinaison du module β 0,0 °		
4	6,000	4,000				Ces valeurs s'adaptent aux angles du toit !		

2. Vous pouvez modifier les coordonnées de points particuliers.
3. Le bouton (à droite à côté des coordonnées) ouvre la boîte de dialogue *Emplacement des modules*.
4. Modifier si besoin la position de la surface d'emplacement ou la position du panneau PV.
5. Sélectionnez un *Type de pose* :
 - *Intégré au toit - non ventilé arrière*
 - *Intégré au toit - ventilé arrière*
 - *Parallèle au toit*
 - *Surélevée - toit*
 - *Variante sur châssis - terrain dégagé*

6. Modules PV surélevée :

Type de pose :


Surélevée - toit

Parallel zum Dach

Azimut module α : 180,0

Inclinaison du module β : 0,0

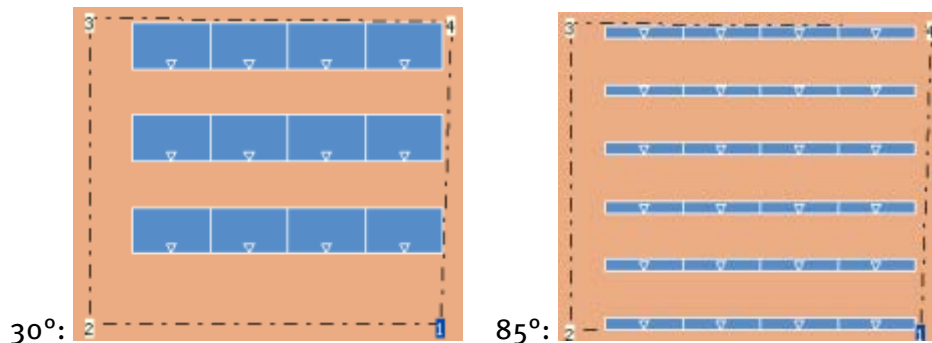
Orientation par rapport au bord du : 0,0 ° Angle de fixation : 0,0 °



- Saisissez l' *azimut du module*.

Si vous faites pivoter les modules, l'emplacement sera recalculé.


- Saisissez l' *inclinaison du module β* . Plus l'inclinaison est importante, plus vous pouvez intégrer de modules sur la surface :



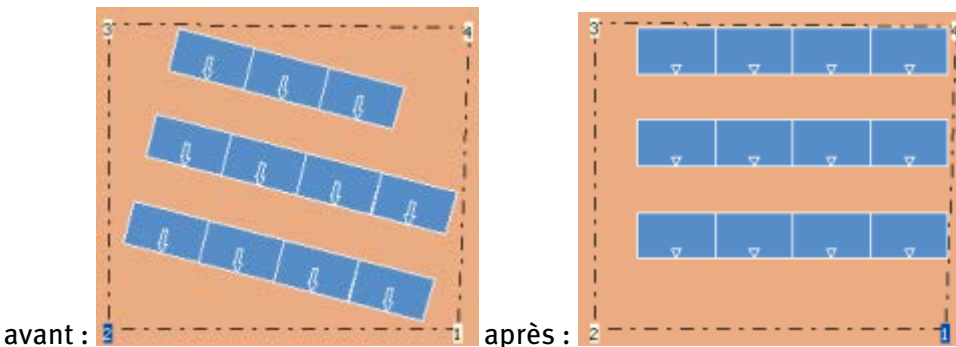
Si vous modifiez l'inclinaison du module, vous devrez alors adapter l'intervalle entre les châssis,

afin de minimiser l'ombre portée sur la rangée située derrière. -> Voir aussi:

L'emplacement des modules


- Cliquez sur  pour afficher dans la fenêtre *Distance entre les rangées* de nouveaux angles et nouvelles mesures.

- Sélectionnez l'option *Orienter vers le bord du toit* pour aligner les modules parallèlement au bord du toit :



. L'orientation suivant le bord du toit et l'angle d'élévation seront alors calculés.

10.2.5 Distances au bord

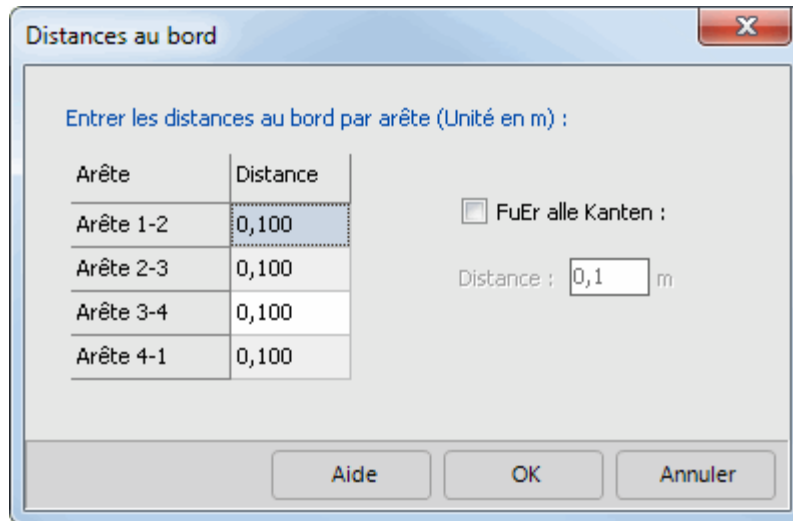
Systeme (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur partiel i > Paramètres du toit > Menu contextuel (sur la surface du toit)  Distances au bord


Page Modules PV > (Saisie de la surface du module)  Position graphique > Saisie > (Sélectionner une surface de toit) > (Champ de saisie en bas) Distances au bord 

La fenêtre *Distances au bord* vous permet de définir des surfaces bloquées d'une certaine largeur pour les bords de votre toit.

-> Procédez comme suit :

1. Sélectionnez la surface de toit dans l'Arborescence.



2. Cliquez dans le Champ d'entrée sur le bouton *Distances au bord* .
3. Si vous souhaitez définir des distances au bord égales pour toutes les limites de votre toit, veuillez alors sélectionner l'option *Pour toutes les arêtes* située dans la partie droite de la fenêtre.
4. Dans la partie gauche de la fenêtre, vous avez la possibilité de définir une par une les distances au bord pour chaque arête de toit.
5. Fermez la fenêtre avec *OK*.

10.2.6 Messages (Toit)

L'espace consacré aux messages vous indique les informations suivantes :

1. Type de situation de montage
2. Puissance du générateur PV
3. Nombre de modules

Vous concevez une installation parallèle au toit !

Puissance du générateur PV : 0,72 kWc

Nombre de modules : 20

Cet espace vous permet de prendre connaissance des messages concernant les conflits qui peuvent se produire lors de l'emplacement des modules sur le toit.

1. Il n'existe pas de conflit.

--- Aucune erreur existante ---

2. Un champ d'emplacement coïncide avec un champ interdit.

L'objet "Surface bloqué1" coïncide avec des modules de la surface d'emplacement "Surface d'emplacement1" !



3. Au moins un module d'un champ d'emplacement se trouve en dehors de la surface du toit.

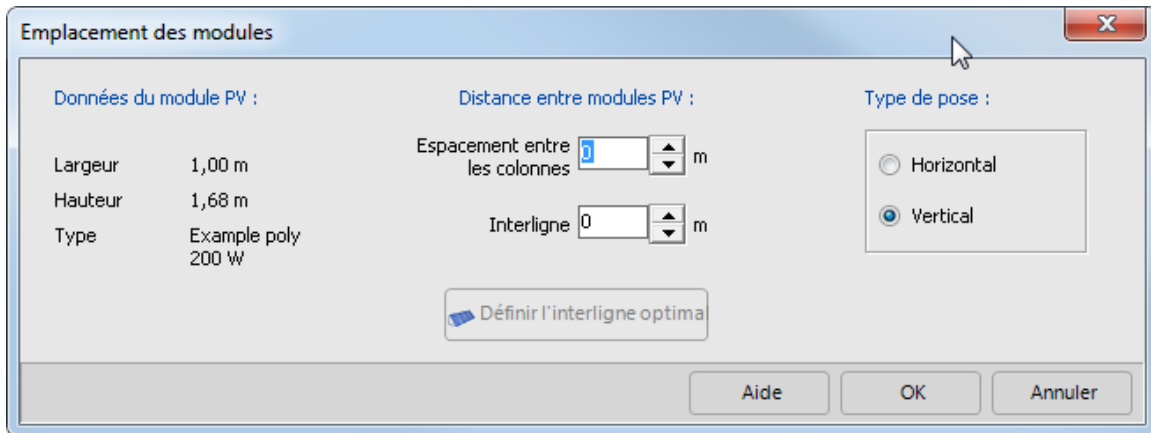
Un ou plusieurs modules "Surface d'emplacement1" se trouvent en dehors de l'objet "Toit" !

4. Les modules de différentes surfaces d'emplacement coïncident.




Un ou plusieurs modules de la surface d'emplacement "Surface d'emplacement1" coïncident avec un ou plusieurs modules de la surface d'emplacement "Copie de Surface d'emplacement1" !

10.2.7 Emplacement des modules

Page *Modules PV* > (*Saisie de la surface du module*)  *Emplacement graphique* > *Saisie* > *Surface d'emplacement i* > Menu contextuel  *Modifier l'emplacement*



-> Procédez de la façon suivante :

1. Sélectionnez dans Treeview une surface d'emplacement et cliquez dans le champ de saisie sur le bouton  (Modifier l'emplacement). Vous pouvez aussi, en cliquant avec le bouton droit sur une surface d'emplacement dans la Visualisation du toit ou dans la Treeview, ouvrir le menu contextuel et sélectionner  *Modifier l'emplacement*.
2. Définissez l'espacement des colonnes et des rangées des modules PV. Dans les deux cas, la distance minimale est de 0,05 m = 5 cm.
3. Sélectionnez dans *Type de pose* une orientation horizontale ou verticale des modules.
4. Uniquement pour les installations PV sur bâti : en  *Définir l'interligne optimal*, vous pouvez minimiser l'ombrage mutuel par des séries de modules sur bâti.

10.2.7.1 Définir l'interligne optimal


Système (2D) > Caractéristiques techniques > Générateur partiel > Paramètres du toit > Surface d'emplacement >  *Modifier l'emplacement > Définir l'interligne optimal*

Page Modules PV >  *Emplacement graphique > Entrée > Surface d'emplacement >  *Modifier l'emplacement > Définir l'interligne optimal**

L'interligne optimal des systèmes PV sur châssis est calculé de telle sorte que les rangées de modules ne se fassent pas mutuellement ombrager le jour du solstice d'hiver à 12 heures. L'ombrage mutuel de rangées de modules sur châssis peut ainsi être minimisé tout au long de l'année.

L'interligne est fonction de l'inclinaison du module β , de la position du soleil γ le 21/12 à 12h00 et de la hauteur de fixation h du module.

->Voici comment déterminer l'interligne optimal :

1. Choisissez une surface d'emplacement et cliquez sur  *Modifier emplacement* (Menu contextuel)

La boîte de dialogue **Emplacement du modules** s'affiche.

2. Cliquez sur le bouton  *Définir l'interligne optimal*.

Le bouton est activé uniquement pour les systèmes sur châssis (-> voir Type de pose).

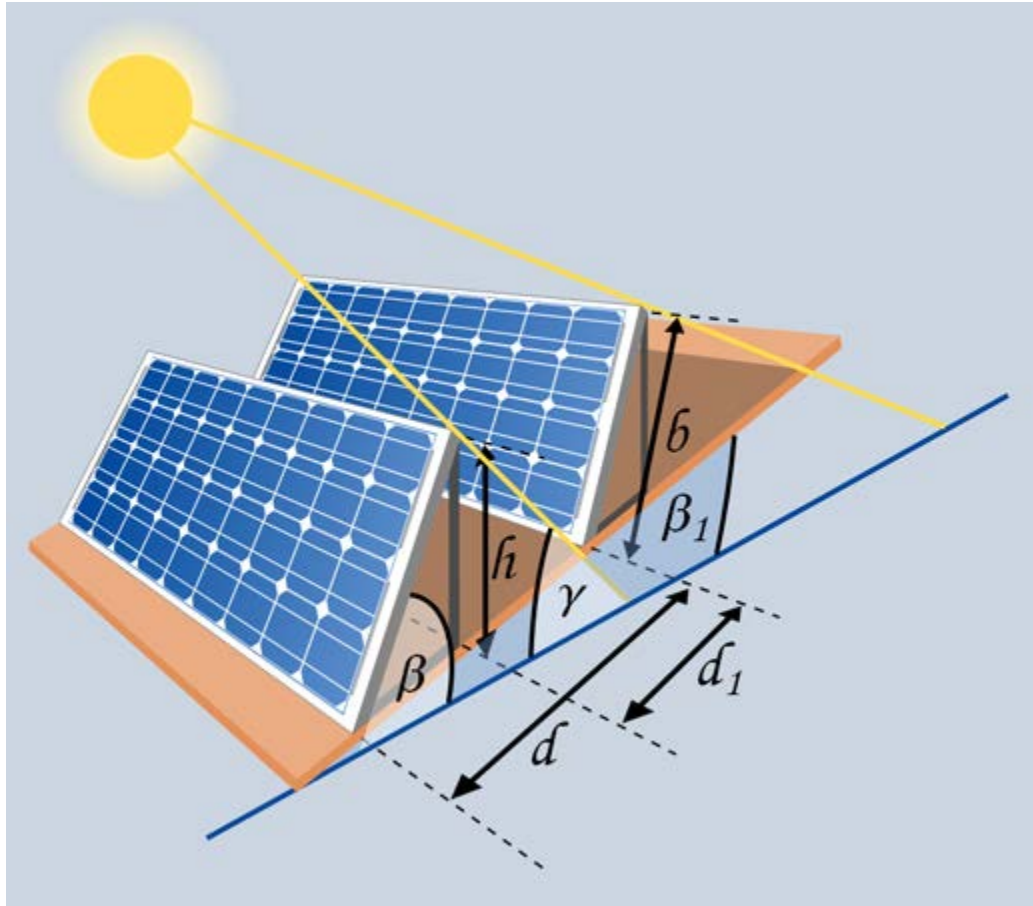
La boîte de dialogue *Distance entre rangées* s'affiche.

À gauche, vous voyez un schéma qui indique les interlignes et les angles.

À droite, vous voyez :

Valeur par défaut : Largeur du module, hauteur de surélévation h , inclinaison du module β , inclinaison du toit β_1 , position γ du soleil ainsi que date du solstice d'hiver.

Résultats : interligne d calculé, distance d_1 du châssis et largeur souhaitée du module ($d-d_1$)

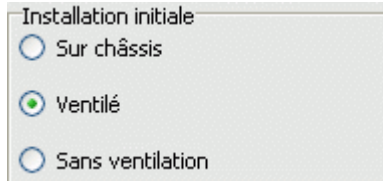


3. Confirmez les informations saisies en cliquant sur *OK*. La boîte de dialogue *Emplacement du module* s'affiche à nouveau.
La *distance du châssis* d_1 est à présent enregistrée comme *interligne*.
4. Confirmez les informations saisies en cliquant sur *OK*.
Vous retournez à l'aperçu du toit.

10.2.8 Déroulement des opérations

Exemple d'installation PV parallèle au toit (Ventilé).

1. Détermination de la situation de montage : Sélectionnez la situation de montage *Ventilé* souhaitée dans la fenêtre *Caractéristiques techniques: générateur partiel*.



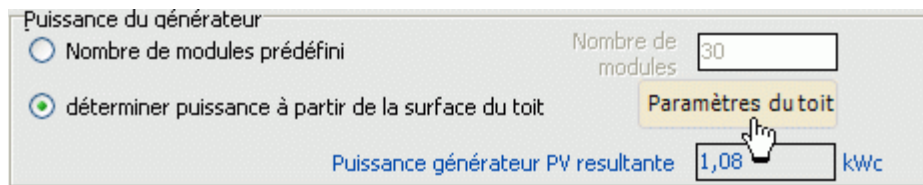
Installation initiale

Sur châssis

Ventilé

Sans ventilation

2. Sélectionnez à présent l'option *déterminer puissance à partir de la surface du toit* et cliquez ensuite sur le bouton *Paramètres du toit*.



Puissance du générateur




Nombre de modules prédéfini

déterminer puissance à partir de la surface du toit

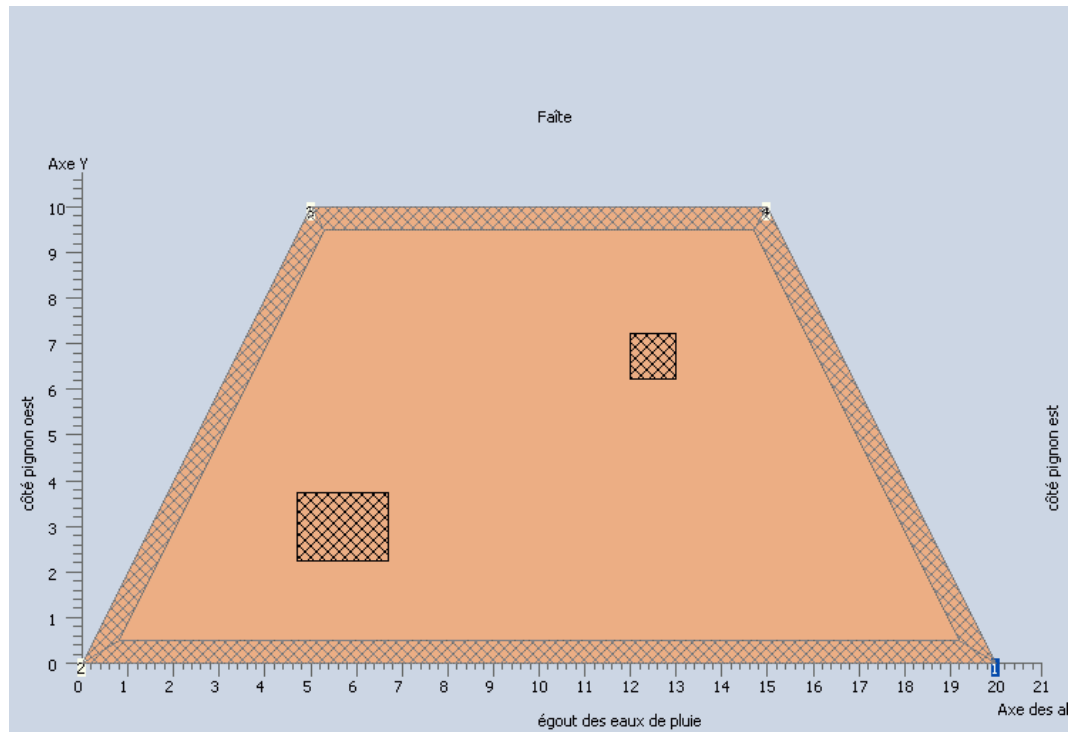
Nombre de modules


Paramètres du toit

Puissance générateur PV resultante kWc

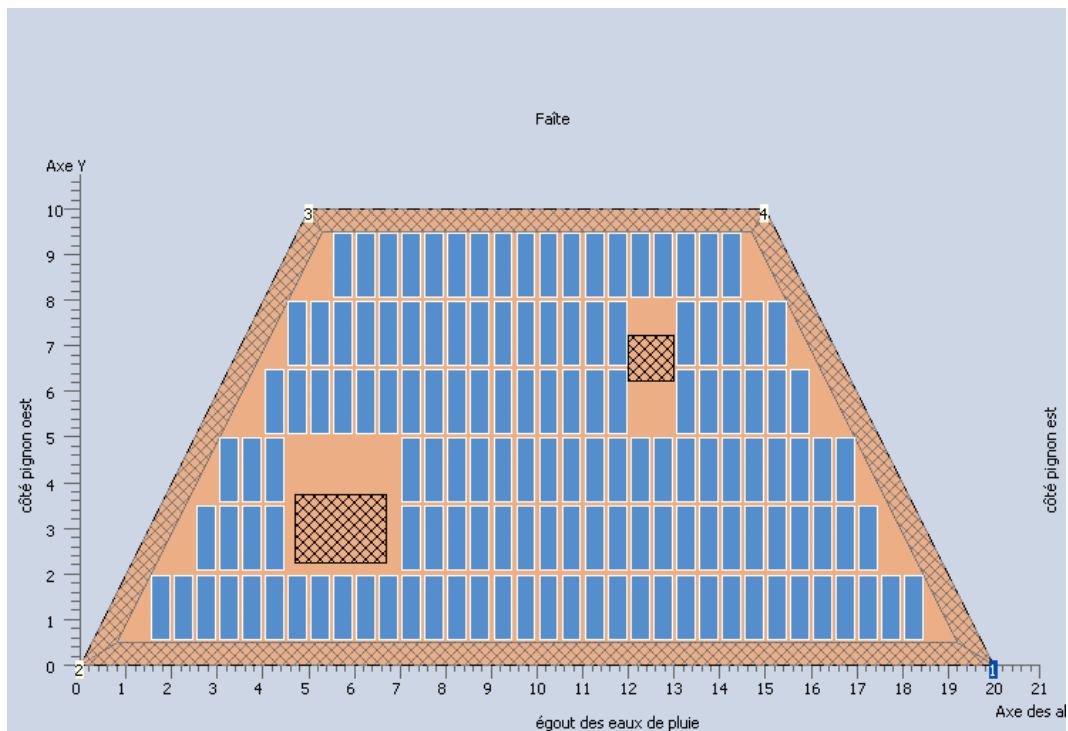
3. Définissez les dimensions de votre surface de toit. Sélectionnez pour cela la surface de toit en effectuant un clic gauche sur celle-ci dans la [Visualisation du toit](#) ou en choisissant votre surface de toit dans l'[Arborescence](#) (par défaut : Nouveau toit). Vous pouvez définir à présent la forme et la taille de votre toit dans le [Champ d'entrée](#).
4. Supprimez d'abord tous les objets 2D en appuyant sur le bouton *Supprimer tous les objets 2D (sauf le toit)*.  Supprimez également certains objets 2D en appuyant sur le bouton  afin d'obtenir la surface bloqué que vous souhaitez.
5. Déterminez les surfaces bloquées pour les bords de votre surface de toit. Sélectionnez pour cela la surface de toit en effectuant un clic gauche sur celle-ci dans la [Visualisation du toit](#) ou en choisissant votre surface de toit dans l'[Arborescence](#) (par défaut : Nouveau toit). Cliquez à présent dans le [Champ d'entrée](#) sur le bouton  et définissez les surfaces bloquées souhaitées dans la boîte de dialogue Distances au bord.

6. Créez à présent une **Nouvelle surface bloqué** (par exemple une fenêtre de toit et une cheminée). L'illustration ci-dessous vous offre un aperçu de votre futur toit :



7. Afin de définir une surface d'emplacement adaptée à la surface de toit, cliquez sur le bouton *Créez un nouvel objet 2D*  afin d'accéder à la boîte de dialogue **Nouvel objet 2D**.
8. Sélectionnée dans le menu déroulant en haut à gauche l'option *Surface d'emplacement*.
9. Puis choisissez l'option *Adapter à la surface de toit* pour déterminer la **Nouvelle surface d'emplacement**.
10. Cochez à présent la case *Placer ensuite*.

11. Cliquez sur **OK**. Des modules PV sont placés automatiquement sur la surface de toit. L'illustration ci-dessous vous offre un aperçu de votre futur toit :




12. Pour finir, vous pouvez encore définir le type de pose (horizontal ou vertical), ainsi que les écarts entre les modules PV dans la boîte de dialogue [Emplacement des modules](#).

10.3 Ombres portées

Page Modules PV >  Ombres portées

L'ombre portée réduit le rayonnement sur la surface des capteurs dans la moyenne annuelle. Le rayonnement diffus et le rayonnement direct subissent la même diminution.

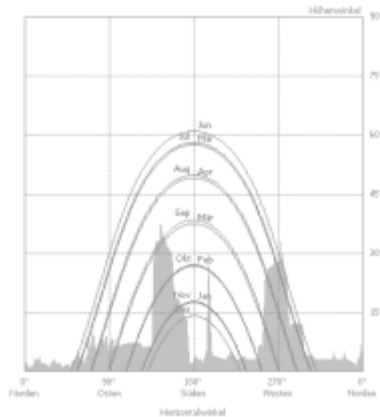
1. En *Entrez l'ombrage*, sélectionnez  *Valeur pourcentage*.
2. Indiquez l'ombrage en pourcentage en milieu d'année.



ou:

-> Définissez l'horizon avec un tableau de valeurs ou importation:

Vous devez avoir noté les points marquants de la ligne d'horizon à partir de votre installation solaire. Pour cela, vous pouvez utiliser des instruments simples comme un compas et un rapporteur, ou un indicateur d'orbite du soleil proposé par certains fabricants ou encore une caméra numérique et un logiciel de traitement.

Un point de l'horizon est constitué d'une part de l'*angle horizontal* (l'azimut), et d'autre part de l'*angle de hauteur*.



1. Sélectionnez  *Ombrage d'horizon*.
2. Entrer les points dans le tableau. Le point s'affiche sur la représentation graphique en même temps que vous réalisez l'entrée.
Le point de départ et le point d'arrivée sont déjà présents.
ou créez les lignes d'horizon créer avec le logiciel de graphisme *horiz^{ON}* par  *Importation*.

10.4 Dégradation des modules

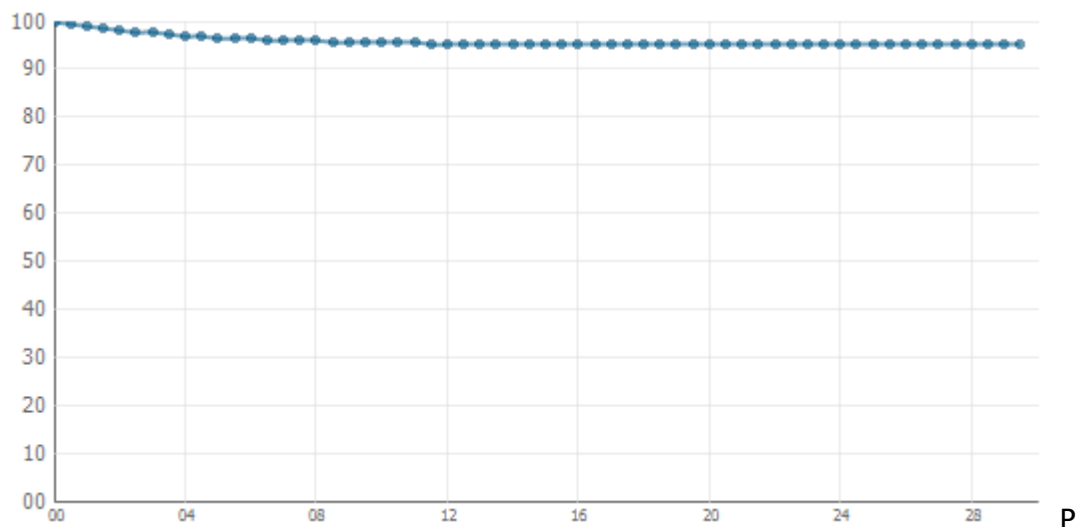
Page Modules PV > Dégradation des modules

Vous pouvez définir ici une baisse de puissance du module PV par vieillissement.

1. Faites réaliser une évaluation *linéaire* ou *exponentielle* de la dégradation des modules.

Dégradation linéaire : indiquez la *puissance résiduelle après x années* en pourcentage.

Dégradation exponentielle : indiquez pour chaque dégradation à long terme et à court terme la *puissance résiduelle après X années* en pourcentage.



uissance résiduelle en % sur années

10.5 Albedo - Réflexion du sol

	Source	Albedo %
Water		
Water low solar zenith angle	(K)	50–80
Water surface (angle of incident > 10°)	(W)	22
Water surface (angle of incident > 20°)	(W)	12
Water surface (angle of incident > 30°)	(W)	8
Water surface (angle of incident > 45°)	(W)	5
Rivers and lakes	(M)	5–10
Sea	(M)	3–8
Ice and Snow		
Fresh snow	(M) (W)	80–90
Old snow	(W)	45–90
Glacier	(K)	20–45
Sea ice	(K)	30–40
Rocks and Sand		
Sand, dry	(K)	20–40
Desert sand and dunes	(M)	25–35
Rock (stones)	(K)	10–40
Vegetation		
Savanna	(K)	20–30
Deciduous and mixed forests, temperate zones	(K)	10–20
Tropical rain forests	(K)	10–20
Conifer forest	(K)	5–12
Soil, dark & wet	(K)	5–10
Settlements and agricultural areas		
Grassland, cropland	(K)	15–30
Uncultivated fields	(W)	26

Green gras	(W)	18–23
Residential area	(K)	15–20
Fields	(K)	5–20
Asphalt	(W)	15

Sources

(K) Klimatologie von Christian-Dietrich Schönwiese (ISBN 3-8252-1793-0), table 6, page 123: Durchschnittliche Albedo für verschiedene terrestrische Oberflächen bei solarer Einstrahlung (0,3–4 μm Wellenlänge). Sources: Barry und Chorley (1982), Häckel (1999), Kraus (2001).

(M) Allgemeine Meteorologie, Fritz Möller, Volume 2 (ISBN 3-441-00288-3) Reflexionsvermögen r_s natürlicher Oberflächen, table 10.4, page 42.

(W) Wikipedia <http://de.wikipedia.org/wiki/Albedo>

10.6 Caractéristiques des modules PV



Menu *Base de données* > *Modules PV* > *Éditer* | *Copier la sélection*
or: Page *Modules PV* > (*Données module*) *Sélection* > *Éditer* | *Copier la sélection*

La feuille de données se compose de plusieurs pages.

Si vous éditez vos propres données, ils sont vérifiées lors de l'enregistrement.

10.6.1 Page : Caractéristiques de base

L'entreprise et le type ne doivent pas dépasser une longueur de 255 caractères.

Sélectionnez le fabricant (*Société*). Vous pouvez créer de nouvelles sociétés, en cliquant sur le bouton  *Modifier*, puis sur  *Nouveau*.

Le champ *Type* indique le nom de ce module

Indiquez si ce type de module est *livrable*.

Certifications disponibles: CE, ETL, SB1, UL

10.6.2 Page : Caractéristiques électriques

Type de cellule

La plupart des cellules sont constituées de silicium monocristallin ou Si polycristallin et quelques-unes sont constituées de silicium amorphe.

Et:

EFG = Edgedefined Film Growth

Apex

ribbon

HIT = Heterojunction with intrinsic thin layer

CIS

CdTe = Cadmium-Tellurid

triple a-Si

Si microcristallin

Ne convient que pour onduleurs avec transformateur

Certains modules PV ne peuvent être exploités que sur des onduleurs munis d'une isolation galvanique, ce qui exclut les onduleurs sans transformateur.

Nombre de cellules

... sur le module PV

Nombre de diodes bypass

... sur le module PV.

☉ *Strings de cellules perpendiculaires au petit côté / Strings de cellules parallèles au petit côté*

Le raccordement s'effectue en règle générale perpendiculairement au côté le plus court.

10.6.3 Page : Caractéristiques mécaniques

Dimensions

Largeur * Hauteur = Surface de référence des modules PV

Et profondeur, largeur de cadre, poids

avec cadre

10.6.4 Page : Caractéristiques U/I - STC

Les informations figurant ici concernent uniquement les conditions d'essai standard (STC). Autrement dit, une température des modules de 25°C, un spectre de lumière du soleil AM de 1,5 et un rayonnement de 1000 W/m²

Tension MPP [V], courant MPP [A]

La puissance délivrée des modules dépend de la température des modules, du rayonnement et de la tension des modules. Il existe pour chaque température de module et rayonnement une courbe caractéristique courant/tension. Le point de travail de cette courbe définit la puissance délivrée du module.

Le MPP est le point de travail de cette courbe (cf. aussi le bouton Caractéristiques U/I dans l'onglet Caractéristiques U/I en charge partielle) auquel la puissance délivrée du module est maximale (Maximum Power Point).

La tension MPP et le courant MPP dépendent de la température et du rayonnement. Cela signifie que la tension et le courant saisis ici s'appliquent uniquement aux conditions d'essai standard. Il existe un autre MPP pour tout autre rayonnement et température.

Ce MPP doit être déterminé par le programme (cf. onglet Caractéristiques U/I en charge partielle). Cette tâche est réalisée dans l'installation PV par l'onduleur. Il régule la tension du générateur PV de manière à ce que le produit du courant et de la tension soit maximal (MPP-Tracking).

Tension à vide [V]

Tension réglée avec un module non chargé. Elle dépend également de la température et du rayonnement.

Courant de court-circuit [A]

Courant qui traverse un module court-circuité. Il dépend également de la température et du rayonnement.

Coefficient de remplissage [A]

Relation entre les performances du MPP et le produit alimenté par un courant de court-circuit et une tension à vide :

$$FF = P_{MPP} / (U_{oc} * I_{sc})$$

Tension augmenté à vide avant stabilisation, [%]

Puissance nominale [W]

Puissance que le module délivre dans des conditions d'essai standard (STC).

Degré d'efficacité [%]

Degré d'efficacité du module dans des conditions d'essai standard.

Pour la simulation, la surface de référence est déterminée dans le programme à partir de la puissance nominale et du degré d'efficacité avec la formule : Puissance nominale(STC) = 1000 W/m² * eta(STC) * Surface de référence

10.6.5 Page : Caractéristiques U/I en charge partielle :

Cette section permet de définir le comportement du module PV en cas de rayonnement réduit. La mention du degré d'efficacité sur les fiches techniques se rapporte à une température du module de 25 °C et à un rayonnement de 1 000 W/m², mais ce degré d'efficacité n'est pas souvent atteint au cours de l'année par les installations PV situées Europe centrale. Le degré d'efficacité obtenu sous un rayonnement réduit est donc d'une grande importance pour les résultats de la simulation.

Point de travail dans des conditions d'essai standard (STC)

Cette page permet de visualiser les valeurs que vous avez saisies sur la page précédente aux fins de comparaison.

Modèle de calcul de la charge partielle

Sélectionnez la source d'origine des valeurs : *Fabricant/propre* ou *Standard*

Pour les valeurs des modules PV *Fabricant/Personnalisées*, vous pouvez entrer vos propres valeurs caractéristiques de charge partielle. Le calcul de l'efficacité s'effectue au moyen du modèle PV*SOL.

Toutes les valeurs des modules PV *Standard* sont calculées automatiquement. L'un des deux modèles suivants est appliqué pour calculer le degré d'efficacité en fonction de chaque module PV :

Modèle PV*SOL

En règle générale, le modèle de calcul appliqué est celui de la charge partielle *PV*SOL*, qui produit des résultats d'une très grande précision pour la plupart des technologies de module. Ce modèle est utilisé par défaut pour toutes les technologies, sauf celles à base de silicium mono ou polycristallin. Le modèle *PV*SOL* permet d'effectuer des calculs dans des conditions de rayonnement réduites et de tensions faibles. Il produit donc des estimations très prudentes du rendement énergétique.

Dans le cas où les conditions d'application du modèle à deux diodes ne sont pas remplies, on a recours au modèle *PV*SOL*. Lorsque le fabricant fournit des instructions concernant le comportement sous charge partielle, ou si vous entrez vos propres valeurs (rayonnement, tension de charge partielle MPP, tension de charge à vide), le modèle *PV*SOL* est également applicable.

Modèle à *deux diodes*

Pour les modules à base de silicium mono et polycristallin, le modèle à *deux diodes* est appliqué si toutes les conditions requises sont remplies. Pour ces types de modules, le modèle à deux diodes est celui qui permet d'obtenir les grandeurs électriques les plus précises. Les différences entre le modèle à deux diodes et celui du calcul par mesurage sont attribuables à l'incertitude des mesures.

Pour des raisons de sécurité, la tension maximale du système ne doit pas être dépassée. Ceci concerne principalement la connexion en série des modules PV.

10.6.6 Page : Autres caractéristiques

Coefficients de température :

Coefficient tension U_{oc} [mV/K]

Cette valeur indique dans quelle proportion en volts la tension varie lorsque la température du module augmente de 1 degré. Plus le module est chaud, plus la tension est faible, autrement dit ce coefficient est négatif.

Coefficient électricité I_{sc} [mA/k]

Cette valeur indique dans quelle proportion en ampères le courant varie lorsque la température du module augmente de 1 degré. Plus le module est chaud, plus le courant est élevé, autrement dit ce coefficient est positif.

Coefficient puissance [%]

Plus le module est chaud, plus sa puissance délivrée est faible. Le coefficient de puissance est négatif et est indiqué en pourcentage, par rapport à la puissance nominale.

Coefficient de correction d'angle, [%]

Tension maximale système, [V]

Pour des raisons de sécurité, la tension maximale du système ne doit pas être dépassée. Ceci concerne principalement la connexion en série des modules PV.

Modélisation de température dynamique

Capacité thermique spéc., Coefficient d'absorption, Coefficient d'émission

-> Voir aussi:

Créer et modifier des enregistrements

11 Onduleur

Page *Onduleur*

Pour définir l'onduleurs, deux possibilités s'offrent à vous :

1. Le programme détermine une configuration valide pour chaque surface de module.
2. L'utilisateur édite ou spécifie lui-même la configuration pour chaque surface de module.

La validité des configurations est contrôlée à l'aide des limites de raccordement définies. Si une valeur de la configuration de l'installation ne respecte pas les limites de raccordement définies, des messages d'avertissement ou d'erreur dans la barre d'état d'erreur fournissent des informations sur les mesures de correction appropriées à prendre.

concernant 1.) Détermination d'une configuration de la surface de module par le programme

1. En *Configuration de l'onduleur*, cliquez sur le bouton *Sélectionner*.
Le dialogue Sélectionner la configuration de l'onduleur s'ouvre. Sélectionnez un onduleur et d'une configuration.
Confirmez en cliquant sur *OK* pour revenir à cette page.
2. Passez à la page *Câble*.

Autres options

Modifier les *critères de raccordement*. Définissez ici l'occupation des MPP Tracker et le nombre de types d'onduleurs différents possibles.

Modifier l'*affichage* des configurations de l'installation. Définissez ici le nombre de résultats par page que vous souhaitez visualiser et s'il faut afficher les configurations dans la plage de tolérance.

Limites de raccordement. Indiquez ici dans quelle mesure les onduleurs peuvent dépasser les limites définies par le fabricant.

concernant 2.) Edition ou spécification de la configuration

Si les surfaces de modules sont configurées individuellement, vous pouvez définir jusqu'à trois types d'onduleur. Vous pouvez indiquer dans l'arborescence combien de fois l'onduleur défini apparaît dans la configuration avec son raccordement. La barre d'outils ou le menu contextuel vous permettra de créer, copier ou supprimer des types d'onduleur.

Saisie des onduleurs et de leur raccordement (à droite)

Sélectionnez dans l'arborescence une configuration afin d'activer le masque de saisie pour le raccordement de l'onduleur. Cliquez sur le bouton *Sélection* pour sélectionner un onduleur dans la base de données. Si l'onduleur sélectionné est compatible avec un fonctionnement en parallèle (voir la définition dans Glossaire), le mode de fonctionnement des MPP-Tracker sera demandé en-dessous. Si plusieurs surfaces de modules sont raccordées à un onduleur, les surfaces peuvent être attribuées aux MPP-Tracker. Le raccordement de l'onduleur peut être entrepris par le biais d'une liste de sélection. Dans ce cas, la liste de sélection affiche uniquement les raccordements compris dans la plage de dimensionnement ou de tolérance en fonction des limites de raccordement. Pour obtenir un aperçu détaillé des différentes options de raccordement, cliquez sur le bouton Modifier

Information

La zone d'information permet de visualiser le coefficient de dimensionnement et la plage de courant de l'onduleur raccordé. La boîte de dialogue Vérification du raccordement présente les puissances, le courant et la tension de l'onduleur pour le raccordement sélectionné. Un lien renvoie vers les limites de raccordement, qui peuvent être définies de manière unique et spécifique au projet.


11.1 Sélectionner la configuration de l'onduleur

Onglet *Onduleur* > (configuration pour panneaux) *Sélection*

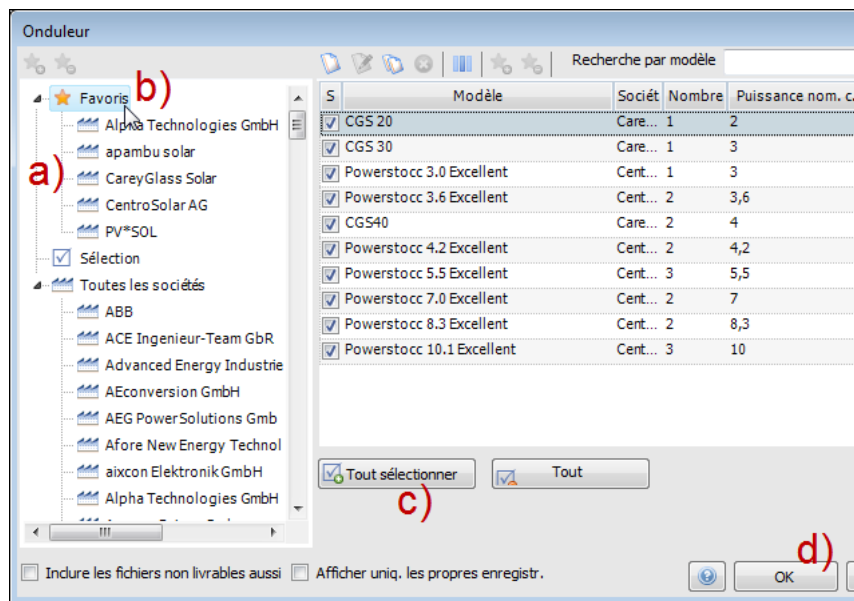
Cet dialogue permet de définir, pour les *surface des modules* (onglet *Modules PV*) des onduleurs, le cas échéant des Tracker MPP et leur raccordement.


Malgré la pré-sélection du programme en général trop de combinaisons variateur sont possibles. Par conséquent, vous devez réduire la liste des onduleurs à un maximum de 50 onduleurs avec quelles combinaisons d'interconnexion sont calculés.

-> Procédure de sélection d'une configuration d'onduleur :

1. La zone *Données de saisie* affiche le champ de modules saisi. Cliquez sur le bouton  pour afficher les *caractéristiques des modules*.
2. Ils sont présélectionnés en fonction des *surface des modules* (onglet *Modules PV*) paramétrés.

Cliquez sur le bouton *Onduleurs* > *Sélectionner* pour sélectionner un, plusieurs ou tous les onduleurs dans la base de données.



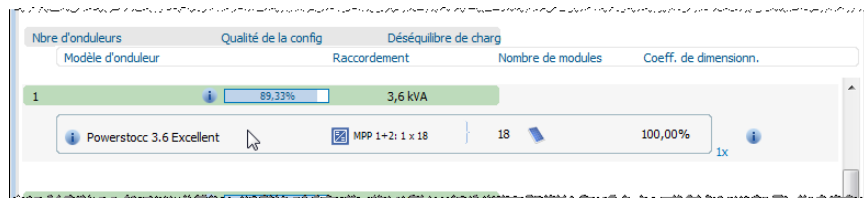
a) Dans la  liste des favoris que vous avez ces produits collectées que vous utilisez fréquemment. Il est possible d'ajouter aux *Favoris* un groupe et tous ses produits.


b) un clic sur *Favoris*, puis vous voyez à droite dans le tableau toute la liste des favoris.

c) Cliquez sur *Tout sélectionner* tout pour inclure ces favoris dans le calcul de combinaison.

d) Confirmer et quitter la boîte de dialogue Base de données en cliquant sur *OK*.

3. Dans le dialogue *Sélectionner configuration de l'onduleur* le nombre d'onduleurs sélectionnés s'affiche.
Cliquez sur le bouton *Lancer la recherche*. Les configurations d'onduleurs sont alors calculées et affichées.



4. Cliquez sur l'icône  pour afficher les détails relatifs à la qualité de chaque configuration.
5. Il suffit de cliquer sur une configuration pour la sélectionner, puis de confirmer avec *OK*.

-> **Définir les critères de raccordement :**

1. Autoriser ou non les Trackers MPP libres
2. Dimensionnement maximal ou le plus homogène des Trackers MPP
3. Définir entre 1 et 3 le nombre de types d'onduleurs par configuration
4. Les critères de raccordement peuvent être enregistrés comme des critères standard qui seront utilisés à chaque démarrage du programme.

-> **Boîte de dialogue Affichage :**

Vous pouvez indiquer dans la boîte de dialogue *Affichage* le nombre de résultats à afficher par page et choisir si les configurations doivent s'afficher dans la plage de tolérance.


-> **Limites de raccordement :**


Vous pouvez indiquer ici la marge de dépassement admissible des limites définies par le fabricant pour les onduleurs.

-> **Procédure de recherche des configurations d'installations PV adéquates :**

1. Cliquez sur le bouton *Lancer la recherche* afin d'obtenir les configurations possibles de l'installation PV. Selon le nombre de modules et d'onduleurs, la recherche peut prendre un certain temps.
La recherche peut être interrompue pendant la deuxième phase de l'algorithme. Les configurations similaires sont filtrées au cours de la troisième phase du calcul.
Les résultats sont présentés sous forme de tableaux. Le nombre d'onduleurs, la qualité de la configuration et le déséquilibre de charge sont déterminés pour chaque configuration.

Les résultats sont évalués de sorte que les configurations optimales s'affichent sur la première page. Que le raccordement soit compris ou non dans la plage de tolérance ou de conception n'affecte pas le classement.

Toutes les valeurs de raccordement d'un onduleur sont accessibles via le bouton  dans la colonne *Type d'onduleur*.

Pour chaque raccordement d'onduleur, il est possible d'afficher la qualité de la configuration correspondant à la plage de tension, l'intensité et la puissance. Cliquez sur le bouton  dans la colonne *Facteur de dimensionnement* pour ouvrir la boîte de dialogue *Valeurs de raccordement des onduleurs* .

2. Il suffit de cliquer sur une configuration pour la sélectionner, puis
3. de confirmer la sélection de la configuration de l'installation PV pour votre projet en cliquant sur *OK*.

11.2 Editer le raccordement des onduleurs

Cette boîte de dialogue permet d'éditer le raccordement.

Toutes les conditions de raccordement aux limites sont affichées en couleur. Cela facilite la saisie d'un raccordement valide.

Coefficient de dimensionnement et la plage de courant de l'onduleur

Deux barres graphiques qui représentent le *coefficient de dimensionnement* et la *plage de courant* de l'onduleur admissible.

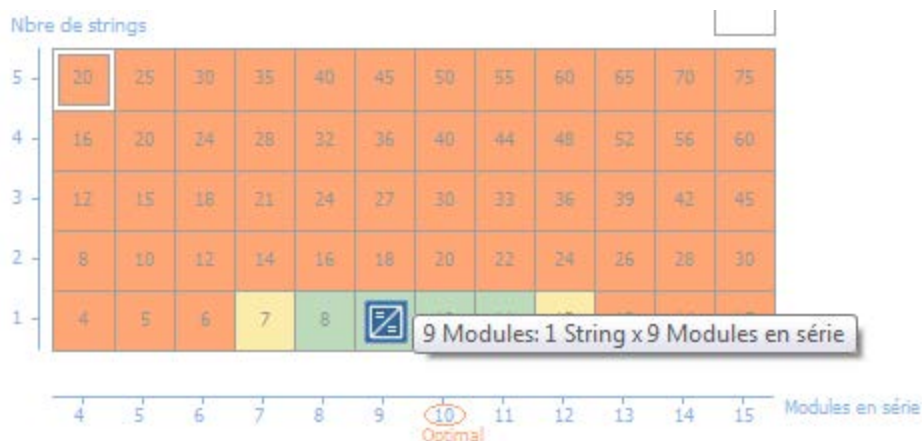
Légende:

■ plage de conception, ■ plage de tolérance, ■ plage de blocage

Quoi qu'il en soit, tous les mécanismes de vérification du raccordement d'un onduleur peuvent être visualisés sur une page. Vous pouvez ainsi définir un raccordement approprié.

Matrice de déplacement des MPP-Trackers

Une matrice est représenté.

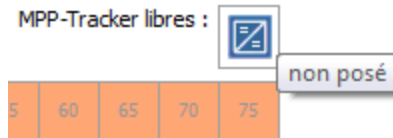


1. Le nombre de *modules en série* qui peuvent être raccordés à un MPP-Tracker (et la tension MPP correspondante) est représenté sur l'axe horizontal.
2. Le *nombre de strings* (et le courant MPP correspondant) est représenté sur l'axe vertical.
3. Les MPP-Trackers peuvent à présent être positionnés dans la matrice par drag&drop ou par le biais d'un menu contextuel. La couleur (■ = plage de conception, ■ = plage de tolérance, ■ = plage de blocage) indique clairement si le MPP-Tracker est conçu de manière optimale ou non.

4. La conception *optimale* pour le nombre de modules en série est représentée en bleu sur l'axe vertical.
5. Le nombre de modules raccordés par MPP-Tracker est indiqué dans le champ d'information et en gris dans les champs du tableau.

En outre :

- Si vous ne souhaitez pas connecter ce tracker MPP, déplacez-le grâce à la souris



dans le champ *Tracker MPP libres* :

- Le nombre de modules raccordés est indiqué en bas de la boîte de dialogue. Il est également possible de démarrer la vérification du raccordement ici.
- Si des valeurs du raccordement ne sont pas autorisées, la fenêtre de signalisation d'erreurs en bas de l'assistant vous le signalera.

11.3 Limites de raccordement - Conditions limites du raccordement de l'onduleur




Page Onduleur > (configuration pour panneaux) Sélection > Limites de raccordement

Indiquez dans la boîte de dialogue *Limites de raccordement* les tolérances de dépassement des limites définies par le fabricant autorisées pour les onduleurs et déterminez ainsi l'étendue des plages de conception, de tolérance et de blocage.

Onglet *Tolérances*

Indiquez ici la plage de variation admissible pour le *facteur de dimensionnement*. Vous pouvez donc faire une distinction entre la plage de conception et une plage limite dont les tolérances sont encore ajustables.

-> Procédez comme suit :

1. Indiquez les valeurs pour la  plage de conception, la  plage de tolérance et la  plage de blocage.
2. Le *coefficient de dimensionnement* peut être automatiquement calculé par le programme à partir du site et du montage si vous activez le champ de sélection correspondant.
3. Vous pouvez ainsi faire les réglages et accepter ou non le dépassement de la valeur prescrite par le fabricant pour les tensions MPP ainsi que pour le courant d'entrée maximum.
4. Vous pouvez rejeter vos valeurs via "*Retour au standard*" ou, inversement, "*Enregistrer* (vos valeurs comme) *en standard*".

Onglet *Divers*

L'onglet *Divers* vous permet d'indiquer si le *déséquilibre de charge* doit être pris en compte dans la configuration de l'installation et d'en définir la valeur limite.

-> Procédez comme suit :

1. Indiquez si le *déséquilibre de charge* doit être pris en compte dans la configuration de l'installation.
2. Indiquez alors la valeur limite pour le déséquilibre de charge. Le réglage standard est de 4,60 kVA pour l'Allemagne.
3. Indiquez pour le *calcul du point de fonctionnement du module PV pour le contrôle de la tension* :
 - pour le contrôle de la tension MPP minimale/maximale: rayonnement et température
 - pour le contrôle de la tension maximale à vide : rayonnement et température. Vous pouvez visualiser la position du point de fonctionnement de chaque circuit en appelant le Contrôle du circuit.

4. Pour les installations situées aux USA, sélectionnez *Température NEC*. Ainsi, en fonction du code postal (CP) de l'installation, les températures du module correspondantes s'afficheront, sur la base du NEC® (National Electrical Code®).
5. Indiquez si besoin une *tension maximale du système à hauteur maximale admissible*.
6. Revente à partir de la puissance réactive : le *facteur de déphasage $\cos(\phi)$* est indiqué sur la page *Données météorologiques, réseau et type d'installation* > *Réseau CA*.
7. La *limitation de la puissance de sortie (CA) de l'onduleur* est indiquée sur la page *Données météorologiques, réseau et type d'installation* > *Réseau CA*.

Les limites de raccordement peuvent être enregistrées par défaut. De cette manière, elles seront utilisées à chaque démarrage du programme de configuration de l'installation PV.

11.4 Valeurs de raccordement des onduleurs

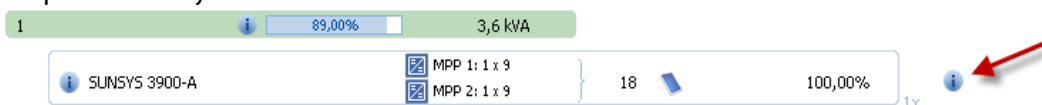
Page *Onduleur* > (Configuration pour surface des modules) *Sélection* > (Ligne dans le tableau de résultats de la configuration)



Vous pouvez ici juger la qualité de la connexion, avant de vous décider pour un raccordement.

-> Condition préalable :

1. Allez dans la sélection de la configuration des onduleurs, dans une ligne de résultats, et
2. cliquez sur le symbole



La fenêtre *Valeurs de raccordement des onduleurs* s'affiche alors.

Onduleur

L'affichage concerne la qualité de la *tension* et du *courant* de l'onduleur et le *facteur de dimensionnement* pour ce raccordement.

Tracker MPP

L'affichage concerne la qualité de la tension et du courant du tracker MPP et la puissance pour ce raccordement.

Légende :

Valeurs dans la plage de conception de l'onduleur/du tracker MPP

Valeurs dans la plage de tolérance de l'onduleur/du tracker MPP

Valeurs dans la plage de blocage de l'onduleur/du tracker MPP

11.5 Caractéristiques onduleur

Vous pouvez définir les caractéristiques de l'onduleur dans cette boîte de dialogue.

Si vous souhaitez saisir un onduleur qui peut commuter sur différents niveaux de tension, vous devez saisir les différentes plages de tension sous forme d'onduleurs séparés avec les caractéristiques correspondantes.

Caractéristiques

Entreprise, type

Entreprise et Type ne doivent pas dépasser une longueur de 255 caractères.

Puissance nominale CC [kW]

CC signifie courant continu et se rapporte à l'entrée de l'onduleur. La puissance nominale représente la puissance pour laquelle l'onduleur est conçu en fonctionnement continu.

La puissance de sortie de l'onduleur est limitée vers le haut en fonctionnement continu par la puissance nominale CC et le degré d'efficacité correspondant. Le degré d'efficacité de l'onduleur est donc réduit en cas de puissance d'entrée élevée.

Puissance nominale CA [kW]

CA signifie courant alternatif et se rapporte à la sortie de l'onduleur. La puissance nominale CA représente la puissance pour laquelle l'onduleur est conçu en fonctionnement continu. La puissance de sortie de l'onduleur est limitée vers le haut en fonctionnement continu par la puissance nominale CA.

Pour des onduleurs capables de générer une puissance relative (puissance nominale CA [kVA]), la puissance nominale est indiquée comme grandeur de puissance réactive. La puissance active CA maximale (l'énergie PV de générateur AC proprement dite) dépend de la puissance nominale CA et du facteur de déphasage $\cos \phi$ réglé.

Puissance CC maxi [kW]

La puissance de l'onduleur et la puissance PV doivent être coordonnées. Si la puissance CC est supérieure à la puissance nominale de l'onduleur, cela peut provoquer un arrêt de l'onduleur. La puissance PV maximale représente la puissance CC maximale pouvant être atteinte par l'onduleur. Cette valeur est nécessaire dans le programme, non pas pour le calcul de simulation, mais pour la vérification de l'installation.

Consommation en veille [W]

Si l'onduleur n'injecte pas d'énergie dans le réseau ou dans les appareils, la consommation propre de l'onduleur doit être considérée. Parallèlement à la consommation en veille, on considère aussi la consommation nocturne.

Consommation nocturne [W]

L'onduleur ne s'arrête pas, mais il a tout de même besoin d'un minimum d'énergie.

Revente à partir de [W]

Une puissance minimale doit être délivrée à l'entrée (générateur PV) avant que l'onduleur puisse fonctionner.

Tension d'entrée maxi [V]/ Courant d'entrée maxi [A]

Cette limite de tension ou cette limite de courant ne doit pas être dépassée, sinon l'onduleur sera endommagé. Ces valeurs sont nécessaires dans le programme, non pas pour le calcul de simulation, mais pour la vérification de l'installation.

Tension nominale CC [V] / Courant nominal CC [A]

Tension d'entrée et courant d'entrée de l'onduleur lorsqu'il délivre la puissance nominale.

Nombre de MPP-Trackers

Nombre de régulateurs MPP indépendants les uns des autres. Cette valeur est supérieure à 1 pour les appareils multi-string.

Puissance PV maxi recommandée par MPP-Tracker[kW]

Cf. Puissance PV maxi recommandée [kW]

Courant d'entrée maxi par MPP-Tracker [A]

Cette limite de courant par MPP-Tracker ne doit pas être dépassée. (actif uniquement lorsque le nombre de MPP-Trackers>1)

Limites inférieure et supérieure de la tension MPP [V]

L'onduleur peut réguler le MPP-Tracking dans cette plage de tension. Autrement dit, l'onduleur recherche dans cette plage de tension la tension optimale pour le générateur PV, de manière à ce que la puissance délivrée du générateur soit maximale.

Modification du degré d'efficacité en cas d'écart entre la tension d'entrée et la tension nominale

La courbe caractéristique du degré d'efficacité de l'onduleur est fournie pour la tension nominale. Si l'onduleur ne fonctionne pas avec la la tension nominale, le degré d'efficacité d'un onduleur change. Le degré d'efficacité augmente ou diminue selon que l'onduleur possède ou non un transformateur. La formule empirique en question est la suivante :

Lorsque la tension d'entrée augmente, le degré d'efficacité d'un onduleur avec transformateur diminue d'environ 1 % par 100 V.

Lorsque la tension d'entrée augmente, le degré d'efficacité d'un onduleur sans transformateur augmente d'environ 1 % par 100 V.

Courbe de rendement

Le rendement de conversion est le rapport de puissance de sortie de puissance d'entrée et dépend de la puissance instantanée de l'onduleur.

Le type de l'efficacité dans les fiches techniques relatives à la puissance nominale, mais dans les systèmes PV pour la plupart de l'année, pas transféré. Par conséquent, le rendement à charge partielle est de grande importance pour les résultats de la simulation.

Le programme doit déterminer les sept bases caractéristique, ce sont l'efficacité à 0, 5, 10, 20, 30, 50 et 100% de la puissance nominale.

12 Installation accu

Page *Installation accu*

-> Condition préalable : type d'installation avec accus

Un système d'accus est constitué d'un onduleur à accumulateurs, de batteries et d'un régulateur de charge. Le régulateur et l'onduleur sont généralement regroupés dans un même dispositif.

-> Procédez de la manière suivante :

Désignation du système

1. Entrez le nom du fabricant (*Société*) et la désignation du *système d'accus*.
Si un onduleur PV est intégré au système d'accus, spécifiez l'onduleur PV en tant que dispositif unique dans la base de données d'onduleurs ou, si l'onduleur est déjà répertorié, sélectionnez-le.
2. Entrez le SOC maximal et le SOC minimal pour C10 (= capacité en cas de décharge totale en l'espace de 10 heures (courant : I10)).

12.1 Onduleur à accus

3. Indiquez la *puissance nominale* à laquelle les accus peuvent être chargés et déchargés de manière permanente.
4. Indiquez la *puissance de charge maximale (30 min)* à laquelle le fonctionnement est possible pendant 30 minutes au maximum. En cas de doute, vous pouvez définir une valeur égale à la puissance nominale.

5. Il en va de même pour la *puissance de décharge maximale (30 min)*.



Caractéristique d'efficacité de l'onduleur à accus

Page *Installation accu* > Niveau d'efficacité de l'onduleur à accus

L'efficacité nominale de l'onduleur à accus est généralement spécifiée pour la puissance nominale. Si vous utilisez l'onduleur à accus à une puissance autre que la puissance nominale l'efficacité varie.

6. Modifiez les valeurs d'efficacité dans le tableau de gauche. La courbe de la partie droite est rectifiée conformément à ces changements.
Si nécessaire, enregistrez cette caractéristique comme valeur par défaut pour les nouveaux projets.

Les caractéristiques de *SOC minimal/ SOC maximal* sont des valeurs dérivées de la boîte de dialogue *Stratégie de charge* et qui permettent de calculer la capacité utile des accus indiquée au bas de la page.

Stratégie de charge

Page Installation accu > Stratégie de charge


Vous pouvez paramétrer ici la stratégie de charge applicable au fonctionnement de votre système d'accus. Le schéma de gauche illustre les niveaux de charge pour chaque phase.

7. La partie inférieure indique les limites de fonctionnement pour *I-Charge*:
 - Entrez pour l'état de charge minimal (*Min./initial*) la valeur maximale jusqu'à laquelle les accus peuvent être déchargés. Cette valeur figure sur les fiches signalétiques des accus ou dans la base de données. Moins le niveau de décharge des accus est important, plus le nombre de cycles pouvant d'ordinaire être opérés est élevé.
 - Entrez l'état de charge *Final*.
8. L'état de charge final pour la charge I correspond également au début de la charge *Uo* suivante (*Min./initial*) :
 - Indiquez également la *durée* et l'état de charge *Final* souhaités.
9. Sélectionnez la valeur initiale de la *charge lente* de sorte qu'elle soit comprise dans les limites de la charge complète.
10. Entrez pour la *charge complète* finale et la *charge d'égalisation* survenant ensuite :
 - l'état de charge *final* souhaité,
 - la *durée*,
 - ainsi que le *cycle*, en jours, selon lequel ces étapes seront répétées.
11. Si nécessaire, enregistrez ces valeurs en tant que valeurs par défaut pour les nouveaux projets.

12.2 Accumulateur

Chaque système d'accus se caractérise par une tension continue fixe à laquelle doit correspondre le bloc de batteries associé. On peut utiliser un accu caractérisé par cette tension nominale, ou connecter plusieurs accus en série, auquel cas les tensions de chaque accu s'additionnent. Ainsi, pour un système de 12 V, il est possible d'utiliser un accu de 12 V, deux de 6 V ou six de 2 V.

1. Indiquez la *tension continue du système d'accus*.

2. Sélectionnez un  type d'accu dans la base de données.
Seuls les accus dont la tension est adaptée au système s'affichent dans la base de données.
3. Le *nombre d'accus par string* est déterminé et affiché automatiquement en fonction du type d'accu et de la tension continue du système.
4. Pour augmenter la capacité de stockage, plusieurs lignes d'accu peuvent être reliées dans un bloc configuré en parallèle. La tension demeure inchangée, tandis que les capacités des strings s'additionnent. Pour obtenir une charge homogène entre les accus, ne branchez pas plus de trois strings en parallèle.
Indiquez le *nombre de lignes d'accus*.
5. La *capacité d'accus C₁₀* indiquée en C₁₀ est spécifiée automatiquement. Cette valeur est calculée à partir des valeurs contenues dans la base de données des accus (valeur caractéristique de capacité C 10h), multipliées par le nombre de lignes d'accus.

12.3 Informations indiquées dans le coin inférieur droit

Autonomie des accus : l'autonomie des accus découle de la capacité d'accu C₁₀, multipliée par la tension continue du système d'accus et de la différence entre le SOC maximal et le SOC minimal.

Ratio d'autonomie des accus par rapport à la consommation journalière moyenne : cette caractéristique indique la part de la consommation journalière qui pourrait être idéalement couverte avec le système d'accus prévu. La valeur indiquée ici est seulement une moyenne et elle ne prend donc pas en considération le fait que, par exemple, les accus ont été ou non chargés entièrement via le système PV, ni le dépassement éventuel des limites de performances du système d'accus lors de pics de consommation. La valeur simulée sera donc inférieure à celle indiquée ici.

-> **Voir aussi :**

Bases de calcul : systèmes d'accus

12.4 Caractéristiques accumulateurs

Cette boîte de dialogue affiche sur plusieurs pages les caractéristiques des accumulateurs. Il est possible de les entrer dans le cas de données personnelles. Vous pouvez gérer les pages de caractéristiques dans l'arborescence à gauche de la boîte de dialogue.

Vous trouverez ces valeurs sur la fiche du fabricant.

Un contrôle à la fin de la saisie des données vous aide à remplir correctement la fiche.

Page : Données de base

Entreprise et Type ne doivent pas dépasser une longueur de 255 caractères.

Vous pouvez sélectionner une ou plusieurs certifications dans la liste de certifications enregistrées et les intégrer à la liste des certifications attribuées avec les touches fléchées. Pour supprimer une certification attribuée, procédez de la même manière.

La case *Livable* indique si le produit est actuellement livrable. Cette valeur détermine si le produit s'affiche dans les boîtes de dialogue de sélection lorsque la case *Inclure les données non livrables* est cochée.

La date de la dernière mise à jour indique quand les données ont été modifiées pour la dernière fois. Cela peut se produire en cas de modification dans cette boîte de dialogue ou en cas de mise à jour de la base de données.

Page : Type

Informations générales sur les accumulateurs :

- *Type d'accu* (plomb-acide, d'autres types seront disponibles ultérieurement)
- *Type de construction* [fermé (électrolyte liquide, maintenance), fermé (AGM = Absorbant Glass Mat), Fermée (électrolyte fluide)]

Page : Caractéristiques électriques

Information sur les propriétés électriques des accumulateurs : *Tension de cellule, Nbre de cellules en série, Résistance interne, Auto-décharge, Cycles de décharge*

Page : Caractéristique de capacité

La capacité doit être indiquée pour différents temps de décharge de 10 à 1000 heures. Si vous ne trouvez pas toutes les valeurs sur la fiche du fabricant, utilisez la valeur immédiatement supérieure ou inférieure.

Page : Caractéristiques mécaniques

Informations sur les dimensions, *largeur, hauteur, longueur* et le *poids* des accumulateurs.

13 Câbles

La page *Câbles* vous permet de saisir les longueurs et les sections de câble et de calculer la perte totale de puissance du générateur qui en résulte (dans des conditions STC).

En outre, vous pouvez dimensionner les dispositifs de protection électrique et définir la topologie DC par le biais de distributions différentes.

Il est possible, au cours d'une phase de pré-planification, de renseigner directement le champ *Saisir la perte totale* (dans des conditions STC) au bas de la page.



1. Pertes liées au câblage - Sélection du calcul

Choisissez si vous souhaitez



Saisir les pertes de câbles *en détail* ou

simplement calculer la *Perte totale* sous forme de pourcentage.

2. Définition des câbles (arborescence de la page de gauche)

L'arborescence de la partie gauche présente les câbles  classés en fonction de la surface de module et des onduleurs définis à la page  *Onduleurs*.

Si plusieurs onduleurs sont présents, les valeurs de câble peuvent être copiées d'un onduleur à l'autre :

1. Cliquez sur le bouton de l'onduleur a dans la barre d'outils  pour copier toutes les valeurs de câble sur le côté droit.
2. Cliquez sur le bouton de l'onduleur b dans la barre d'outils  pour inclure toutes les valeurs de câble.

3. Valeurs de câble (côté droit)

La plage de saisie de la partie droite est divisée en *Ligne CA*, *Topologie CC par MPP-Tracker*, *Ligne principale CC* (ou Conduite collectrice CC) et *Ligne de string*.

Les conduites de string et de courant continu sont indiquées pour chaque MPP-Tracker, lorsque plusieurs trackers sont présents.

Si nécessaire, rectifiez les dimensions suggérées.

Ligne CA

Ici, vous pouvez définir les longueurs de câble, les sections de câble et le matériau (cuivre, aluminium) des câbles de liaison CA.

Sections de câble : cliquez sur le bouton  *Pertes < 1 %* pour sélectionner l'une des valeurs de *section de câble* proposées.

Les dimensions suggérées sont définies à partir des plus petites sections de conduite possibles qui garantissent une chute de tension de moins de 1 % dans le tronçon correspondant de la conduite.

Important : le dimensionnement des câbles ne prend pas en compte la puissance maximale admissible du câble. Celle-ci peut varier selon le type de câble, le mode de pose, la température ambiante et d'autres facteurs.

Longueurs de câble : La longueur de câble de la ligne CA est entrée comme une seule longueur.

Pertes de câblage (dans des conditions STC) : la partie située sur le bord droit indique les pertes liées au câblage par section et par onduleur.

Dispositifs de protection complémentaires :

- Si nécessaire, spécifiez un *disjoncteur* (LS).
Important - Vérifiez les points suivants :
- ! La valeur de courant du disjoncteur doit être inférieure à la puissance de protection maximale de votre onduleur (celle-ci est la plupart du temps indiquée dans le manuel d'installation de l'onduleur).
- ! La valeur de courant du disjoncteur doit être inférieure à la puissance admissible du câble CA.
- Si nécessaire, spécifiez un courant de disjoncteur différentiel (*FI/RCD*).
Un FI de 30 mA est en règle générale intégré à l'onduleur pour la protection individuelle. Si un FI supplémentaire est requis par l'exploitant du réseau, vous devez sélectionner une sensibilité d'au moins 100 mA.

Topologie CC

Vous pouvez définir ici pour chaque Tracker MPP le mode de raccordement de votre système PV avec l'onduleur sur le circuit CC.

Les possibilités de raccordement dépendent du *nombre de strings* dans le champ PV, ainsi que du *nombre maximal d'entrées de string sur le MPP-Tracker*.

Vous pouvez combiner des strings comme suit :

- soit au moyen d'un boîtier de connexion de générateur (*GAK* = toutes les liaisons de strings sont regroupées sur une ligne principale CC)
- soit au moyen d'une *paire de connecteurs en T* reliant chacun deux lignes de strings à un collecteur.

Le *disjoncteur CC* requis peut être positionné dans l'onduleur ou séparément.

Ligne principale CC

= Câble situé entre l'onduleur (WR) et le boîtier de connexion de générateur (GAK)
(longueur de câble aller et retour)


Ici, vous pouvez définir les longueurs de câble, les sections de câble et le matériau (cuivre, aluminium) de la ligne principale CC.


Ligne de string

= Câble côté CC (entre GAK et string, longueur de câble aller et retour)

Ici, vous pouvez définir la longueur de câble (longueur de tous lignes de strings), les sections de câble et le matériau (cuivre, aluminium) de la ligne de strings.

Informations

 *Aperçu de tous les câbles* : tableau indiquant une longueur totale par type de câble, ainsi qu'une vue d'ensemble des composants électriques.

 **Conseils pour le dimensionnement** : voir la section « Dispositifs de protection complémentaires » ci-dessus.

En bas à droite figure la *perte totale maximale (dans des conditions STC)* pour la configuration de l'installation, en puissance et en pourcentage.

14 Schéma de câblage




La page *Schéma de câblage* contient une représentation schématique de votre système PV avec des indicateurs normalisés.

-> Procédez de la manière suivante :

Options

1. L'option *Avec cadre de dessin* permet d'inclure le site de l'installation (à partir des données du projet) et les données utilisateur (à partir des options du programme). Le schéma est élaboré conformément à la norme DIN EN 62446.
2. L'option *Avec légende* vous permet d'afficher les symboles et les informations complémentaires sur les produits.

Résultat

3.  Exportez le schéma de câblage au format dxf (Drawing Interchange format*) pour un traitement ultérieur dans des programmes de CAO, ou au format bmp.
4. Sélectionnez un format de papier standard (DIN A4, A3, A2, A1, A0) et exportez le schéma de câblage au format .pdf en cliquant  *Afficher*.
5. Imprimez le schéma de câblage ainsi que la documentation du projet à partir de la page *Présentation* >  *Afficher*.

*Le format DXF, configuré par la société Autodesk, est en constante évolution. Pour plus d'informations et pour télécharger un utilitaire gratuit permettant d'afficher un fichier DXF, rendez-vous sur le site <http://www.autodesk.com>.

L'exportation au format DXF est possible dans la version 11/12 d'AutoCAD.

L'édition des fichiers DXF est possible dans la plupart des applications de CAO d'autres marques.

15 Rentabilité

Page *Rentabilité*

-> Saisissez ainsi les paramètres pour le calcul de la rentabilité :

1. Cliquez sur **\$€Modifier**. L'assistant *Calcul de la rentabilité* s'ouvre alors.
 - Saisissez dans tous les onglets les paramètres nécessaires.
 - *Fermez* la boîte de dialogue et retournez à l'onglet *Rentabilité*.
2. Entrez le *prix pour l'électricité vendue directement*.
3. Sélectionnez un *tarif de revente*.
 - Tout d'abord, sélectionnez le pays.
Les différents modèles de rémunération des pays sont représentés dans le tarif de revente associé.
Vous pouvez donc créer vos propres tarifs (-> voir menu *Bases de données*).
4. Pour les installations avec revente de l'excédent :
 - sélectionnez un *tarif de référence*
 - entrez le *Coefficient de modification de prix* pour le prix de travail.

-> voir aussi: **Rentabilité en E.U.A.**

15.1 Paramètres de rentabilité

Le calcul de rentabilité se compose des pages suivantes :

- *Paramètres généraux*
- *Bilan des coûts*
- *Emprunts*
- *Impôts*

Vous pouvez vous déplacer de deux façons dans le calcul de rentabilité : les boutons «*Précédent* / *Suivant* » au bas de la fenêtre permettent de revenir à la page précédente ou de passer la page suivante.

La barre de navigation à gauche permet d'accéder directement à la page souhaitée.

Pour obtenir de l'aide sur les paramètres d'entrée, vous disposez dans chaque fenêtre d'un bouton *Aide* dans l'angle inférieur droit.

15.1.1 Paramètres généraux

Période de référence

La période de référence doit être indiquée en années pleines sans compter l'année de la mise en service.

D'après la directive VDI 6025, la période de référence représente la période d'estimation de la planification pour le calcul de rentabilité (horizon de planification)

La période de référence doit s'orienter sur l'investissement avec la *durée d'utilisation* la plus courte.

Si la durée d'utilisation d'un investissement est plus courte que la période de référence, l'investissement doit être financé de nouveau.

Dans le cas contraire, l'investissement possède encore une valeur restante à la fin de la période de référence qui rentre dans le calcul de la valeur du capital.

Intérêt du capital

Comme intérêt du capital, vous pouvez entrer la valeur actuelle du *rendement du circulant*. Le rendement du circulant est le rendement moyen des titres à revenu fixe. Il est communiqué par la Deutsche Bundesbank en tant que valeur moyenne des titres à revenu fixe actuellement en circulation. Le rendement du circulant constitue donc une mesure du niveau des intérêts sur le marché obligataire.

Taxe sur le chiffre d'affaires

Ce champ de saisie n'a pas d'influence sur le calcul, mais il permet de souligner que toutes les données doivent être saisies avec ou sans TVA.

En général, les montants entrés sont nets. Si vous entrez des montants bruts, vous devez le faire partout.

15.1.2 Bilan des frais

Page Rentabilité > Modifier les paramètres de rentabilité > Bilan des frais

Entrez les paiements séparément par catégories de coûts.

- *Les investissements amortissables*
correspondent à l'ensemble des frais d'achat (net) de l'installation PV (matériel, échafaudage, montage, data logger), lesquels sont nécessaires au montage de l'installation. Saisissez la somme absolue (€) ou spécifique (€/kWc).
La *durée d'utilisation* est la période d'utilisation économique de l'objet de l'investissement en années.
- Si la durée d'utilisation < la période de référence -> L'investissement doit être financé de nouveau.
Le prix du refinancement est basé sur le facteur de changement de tarif indiqué.
- Si la durée d'utilisation < la période de référence -> L'investissement possède encore une valeur restante à la fin de la période de référence qui rentre dans le calcul de la valeur du capital.
Le *coefficient de modification du prix* indique de quel pourcentage un paiement a changé en moyenne par rapport à l'année précédente.
- *Investissements non amortissables* (Paiements uniques)
Les paiements uniques sont des coûts qui ne sont pas amortissables. Ils sont imposables directement.
- *Subventions et crédits d'impôts*
Les subventions réduisent les coûts. Elles n'influencent pas les amortissements et sont imposables directement.
- *Coûts d'exploitation par an*
Exemple: Remplacement de la batterie après X années.
- *Coûts lié à la consommation par an*
- *Autres coûts par an*
- *Autres gains / économies par an*
La *rémunération de revente au cours de la première année* sera calculée à partir du tarif de revente et du rendement connu issu de la simulation.

-> Lister tous les coûts comme suit:

1. Entrez le valeur.
2. Sélectionnez une unité **:
 - absolue (€, €/a) ou
 - spécifique (€/kWc, €/(kWc*a) ou en % d'investissement).(n'est pas disponible avec la *saisie détaillée*)
**PV*SOL advanced reprend la monnaie du configuration Windows, ici : €.

3. Après, passez à la page *»Suivant*.

1. OU: Si vous souhaitez entrer plusieurs postes budgétaires dans une même catégorie de coûts, sélectionnez la *saisie détaillée* pour cette catégorie. Vous accédez automatiquement à la page de saisie correspondante.
! Entrez les dépenses comme valeurs positives ! Entrez les économies comme valeurs négatives !
Sur la page *Bilan des frais*, cette catégorie de coûts est désactivé et le total des paiements de la catégorie de coûts est affiché.
2. Cliquez sur *Ajouter point* pour ajouter un nouveau poste budgétaire.
3. Pour supprimer un poste budgétaire,
 - sélectionnez la ligne en cliquant dessus dans la première colonne et
 - cliquez sur *Supprimer point*.
4. Après, passez à la page *»Suivant*.

15.1.3 Emprunts

Description

Cette zone permet d'attribuer un nom à l'emprunt qui apparaîtra dans le rapport de projet.

Capital extérieur

Montant de l'emprunt sur la base duquel les taux d'intérêt et les amortissements sont calculés. Le montant du crédit peut être indiqué comme montant absolu en euros ou sous forme de pourcentage du volume d'investissement. Le *volume d'investissement* se compose ici des investissements et des paiements uniques desquels sont déduites les subventions.

Taux de versement en % du capital étranger (disagio)

Cette valeur indique quel taux de pourcentage du capital extérieur donné est effectivement versé. N'oubliez pas qu'un disagio est estimé dans l'interprétation des résultats comme paiement des intérêts sur la première année. Le montant du versement du crédit est le résultat de la multiplication du montant du capital extérieur par le taux de versement.

Le total des

montants de versement de tous les emprunts ne doit pas dépasser le volume d'investissements défini plus haut. En outre, il faut spécifier s'il s'agit d'un emprunt remboursable par mensualités ou par annuités.

Emprunt remboursable par mensualités

Cette forme d'emprunt entraîne un amortissement à mensualités constantes. Les paiements des intérêts à effectuer sont recalculés selon les paiements échelonnés du reliquat de la dette. Le taux de remboursement global est calculé sur une partie d'amortissement constant et une partie d'intérêts évoluant à la baisse.

Emprunt remboursable par annuités

Cette forme d'emprunt entraîne un remboursement par mensualités constantes pendant la durée. La part d'amortissement de ce taux de remboursement augmente avec le nombre de remboursements de mensualités, tandis que la part d'intérêts baisse en conséquence.

Durée

Période après laquelle l'emprunt est complètement remboursé.

Intérêt de l'emprunt

Taux d'intérêt nominal à payer sur le reliquat de la dette.

Différé de remboursement

Au cours de cette période, seuls les intérêts sont à payer, pas les amortissements. Pendant le temps restant jusqu'à la fin de la durée de l'emprunt, le capital étranger est amorti en mensualités.

Délai d'amortissement

Pendant cette période, vous remboursez les mensualités et les intérêts.

15.1.4 Impôts

En principe, dans le cas d'un investissement rentable, la prise en compte du paiement des taxes conduit à une dégradation du résultat. Le résultat ne peut s'améliorer qu'avec des taux d'imposition changeants. Il est possible d'envisager une modification du taux d'imposition lorsque, par exemple, l'investisseur part à la retraite au bout de 10 ans. Si l'investisseur perd de l'argent avec d'autres investissements au moment où l'installation arrive au seuil de rentabilité, le taux d'imposition peut également être défini sur zéro à partir de cette date.

-> Procédez comme suite:

1. Pour que le paiement des taxes soit pris en compte dans le calcul de rentabilité, sélectionnez le champ *Prendre en compte les impôts.*
2. Entrez *Taux d'imposition sur le revenu / sur les sociétés et marginal [%]*.
Il s'agit du taux d'imposition que vous devez payer pour chaque euro imposable supplémentaire. Il doit également figurer dans votre avis d'imposition.
3. Si vous sélectionnez *Prendre en compte la modification du taux de l'impôt limite,*
 - entrez la date de *modification du taux de l'impôt après* en années et
 - entrez le *nouveau taux de l'impôt* pour le calcul de l'impôt est intégré dès.
4. Amortissement
 - Entrez le *durée d'amortissement*: Durée au-delà de laquelle les investissements sont amortis. La durée courante pour les installations photovoltaïques est de 20 ans.
 - Entrez le *Type d'amortissement*:
 - *Linéaire*: Pour calculer l'amortissement par an, il suffit de diviser le montant de l'investissement par la durée de l'amortissement.
 - *Dégressif*: L'amortissement annuel n'est pas constant. Il se calcule de la façon suivante :
Les investissements non encore amortis multipliés par le taux d'amortissement. Ainsi, l'amortissement annuel baisse d'année en année. Si l'amortissement annuel passe en dessous de la valeur correspondant à un amortissement linéaire, la valeur restante à amortir est amortie de façon linéaire pour le temps restant.

15.2 Tarif de revente

Page *Rentabilité* > *Tarif de revente Sélection* > *Tarif de revente*

Le tarif de revente il peut définir dans le menu *Base de données* > *Tarif de revente* ou dans le page *Rentabilité* > *(Tarif de revente) Sélection* > *Éditer*.

-> **Les données pour un tarif de revente sont:**

Pays, Ville : zone de validité

Type d'installation : par ex. Intégré au toit ou installations sur terrain dégagé

Nom de tarif

Valable à partir de : début de la promotion

Durée du paiement : Les distributeurs d'énergie financent l'électricité photovoltaïque pour une période déterminée, puis ne paient le plus souvent que la rémunération minimale fixée par la loi.

Limites de puissance : On fixe ici le nombre de seuils pour lesquels il faut définir différents tarifs de revente.

Zonage tarifaire / Progressivité du tarif :

En fonction de la sélection, la rémunération de la revente en résultant sera fixée différemment.

Avec le zonage tarifaire, on obtient une modification presque constante de la rémunération de revente ; avec la progressivité tarifaire, on obtient une modification brutale en cas de dépassement de limite de puissance

Tarif à pallier :

On calcule la rémunération de revente via l'ensemble des plages de puissance jusqu'à la puissance PV installée.

Exemple :

de 0 à 30 kW : 1 €/kWh;

à partir de 30 kW : 0,5 €/kWh;

Avec une installation de 50 kW, on obtient une rémunération de $30/50 \times 1 \text{ €} + 20/50 \times 0,5 \text{ €}$, donc de 0,8 €.

Tarif à seuil:

On obtient dans ce cas un tarif de revente calculé directement à partir de la puissance installée. Dans l'exemple ci-dessus, la rémunération de revente pour l'ensemble de l'électricité produite serait de 0,5 €.

Rémunération de revente : en €/kWh pour degré de puissance en kWh

Rémunération de consommation propre : Rémuneration en €/kWh à partir de pourcentage ou puissance en kWh

Rémunération de base : Le paiement minimale fixée par la loi

*PV*SOL advanced utilise la monnaie du système, ici : €.*

15.3 Prix d'achat

Onglet *Rentabilité* › Sélection du tarif de référence › Tarif de référence

Vous pouvez définir le tarif de référence via le menu *Bases de données* › Tarif de référence ou via l'onglet *Rentabilité* › (tarifs de référence) Sélection › Modifier.

-> Condition préalable :

Les tarifs de référence n'existent que pour les installations de type "*installation PV couplée au réseau avec des appareils électriques (la "consommation personnelle" proprement dite) et revente de l'excédent*"

-> Les données relatives à un tarif de revente sont :

Pays, localité : domaine de validité

Fournisseur d'électricité : entreprise choisie, abréviation : EVU

Nom du tarif : par ex. Berlin Base Électricité pour les particuliers

Type de consommation : particuliers ou industriels

Prix de base : part du prix n'étant pas fonction de la consommation


Coût de l'énergie proprement dite : part du prix étant fonction de la consommation

15.4 Rentabilité en E.U.A.

Page *Rentabilité*

Saisissez ainsi les paramètres pour le calcul de la rentabilité :

-> **Uniquement avec des installations PV couplées au réseau aux USA.**


-> Condition préalable : dans l'onglet  *Type d'installation et environnement* > *Type d'installation*, "*installation PV couplée au réseau - évaluation des subventions et de la rentabilité basée sur le web*" est sélectionné.

1. ! Du *type de projet* (*privé* ou *professionnel*) dépendent les *tarifs* proposés et les *catégories fiscales* !

Coûts de l'installation

2. Saisissez les *coûts de l'installation* pour les *investissements bruts* sur toute la durée de vie de l'installation. Ici, les frais d'achat ne prennent pas en compte les subventions ou les réductions d'impôt.
3. Si l'installation est financée par un crédit, décochez l'option *Pas de crédit* et cliquez sur le bouton *Crédit*. La boîte de dialogue *Données relatives au crédit* s'ouvre alors.
4. Sélectionnez le *type de crédit* :
 - Crédit avec garanties
 - Crédit sans garanties
 - Prêt d'épargne logement
 - Refinancement
5. Sélectionnez soit *montant de l'acompte*, soit la part de *financement*.
6. Indiquez la *durée* du crédit en années.
7. Indiquez le *taux* d'intérêt en pourcentage.
8. Confirmez la saisie avec *OK*.
9. De retour sur la page *Rentabilité*, indiquez les *coûts d'exploitation annuels* et la *période concernée*.
10. Indiquez les *coûts de remplacement de l'onduleur* et le nombre d'années à l'issue desquelles il faudra prévoir un *remplacement* de l'onduleur.

Consommation


11. Dans l'espace *Consommation*, sélectionnez un *fournisseur d'électricité* et un *tarif*. Les valeurs proposées dépendent du code postal que vous avez saisi sur la page *Données du projet* ainsi que du *type de projet* ici en haut, dans l'onglet *Rentabilité*. Si vous modifiez ces informations, vous devez sélectionner un nouveau tarif.
12. Sélectionnez ou *Frais d'électricité annuels* ou la *Consommation mensuelle*.
 - Si vous ne connaissez pas votre consommation, vous pouvez l'évaluer à l'aide du service web *Home Energy Saver*. Ce lien ouvre le site web <http://hes.lbl.gov/consumer/> dans votre navigateur. Vous avez besoin pour cela d'une connexion Internet active.
 - Si vous souhaitez entrer votre consommation d'électricité mois par mois, sélectionnez la *consommation mensuelle* et cliquez sur  *Entrer*. Indiquez dans la boîte de dialogue *Consommation électrique* la consommation électrique pour chaque mois, en kWh. Confirmez la saisie avec *OK*.
13. Saisissez aussi la *hausse annuelle des coûts énergétiques* escomptée, en pourcentage.

Informations pour la sélection des subventions et des programmes incitatifs

14. Indiquez le *revenu annuel* et la *catégorie fiscale* de l'acheteur de l'installation solaire pour le choix des subventions.
15. Sélectionnez une *catégorie fiscale* :
 - Célibataire
 - Marié - Déclaration fiscale commune
 - Marié - Déclaration fiscale séparée
 - Chef de famille
16. Certaines subventions s'excluent mutuellement :
suivant que vous avez sélectionné l'option *Choisir une autre subvention, si proposée* ou pas,
ce sera la première ou deuxième subvention proposée qui sera prise en compte pour le calcul des résultats.
La subvention sélectionnée s'affiche automatiquement dans le rapport de projet dans "*Ventilation des investissements* > *Investissement brut*".

17. Vous pouvez  *supposer des recettes des SREC.*

SREC = Solar Renewable Energy Certificates : les SREC décrivent les particularités environnementales d'une installation solaire. On attribue un SREC par 1000 kilowattheures (kWh) d'électricité solaire produits. Il faut pour cela que l'installation soit certifiée et enregistrée. (Source : Wikipedia.org)

Cliquez sur  *Entrep* pour ouvrir la fenêtre *Informations sur le Renewable Energy Credit*. Entrez les données suivantes :

- *Niveau du SREC* en kWh
- *Durée* en années
- *Hausse du SREC* en pourcentage par an
- et indiquez si les *recettes du SREC sont imposables*.



Confirmez la saisie avec *OK*.

18. *Remarque* : en Californie, de nombreux programmes de subventions ne subventionnent que les installations certifiées d'après le "SB1 Guidelines". Vous trouverez la liste des modules PV pouvant être subventionnés sur le site web http://www.gosolarcalifornia.org/equipment/pv_modules.php.

16 Résultats


Page *Résultats*

Cette page affiche les résultats de la simulation de rendement et du calcul de rentabilité et permet aussi de créer la présentation client.

Cliquez sur un  tableau de résultats ou sur un  diagramme dans l'arborescence pour afficher les résultats dans la fenêtre à droite :

Les détails des résultats sont expliqués dans le Glossaire.

Présentation

1. Cliquez sur *Configuration* pour déterminer le contenu de votre présentation.
2. Vous pouvez enregistrer la configuration du rapport de projet comme standard ; elle est ainsi disponible pour d'autres projets.
3. Cliquez sur  *Affichage* pour afficher la Présentation.

16.1 Présentation

Page *Résultats* > (Présentation)  *Affichages*

La présentation contient les informations essentielles à l'offre au client.

Les pages sont présentées à gauche en mini-format, à droite en grand format.

Le menu et la barre de symboles proposent les fonctions usuelles :

- Aller à, zoom, aperçu, imprimer la page, tout imprimer, faxer, enregistrer sous, envoyer à, recherche plein texte
- Via le menu *Fichier* > *Enregistrer sous* > *Type de fichier*, vous pouvez sélectionner différents formats d'enregistrement:
pdf, tif, txt, emf, jpg, png, xps.
- De plus, le menu *Fichier* > *Enregistrer sous* > propose aussi *Enregistrer en RTF* .

Aperçu, Exporter en pdf et Imprimer dans Éditeur de prévisualisation

Page *Résultats* > (Présentation)  *Affichages* > *Fichier* > *Enregistrer sous*

La barre de navigation vous permet de naviguer dans la présentation, de zoomer et dézoomer et de démarrer un diaporama.

Vous pouvez imprimer la page en cours ou l'intégralité de la présentation.

Vous pouvez démarrer la boîte de dialogue *Enregistrer sous* ou envoyer la prévisualisation par courriel dans l'un des formats sélectionnés. Ces fonctions sont disponibles dans le menu sous la rubrique *Enregistrer en RTF*. Les formats d'exportation suivants sont compatibles : .pdf, .rtf, .tif, .txt, .emf, .xps et .ll

Si un filigrane apparaît sur l'impression, c'est parce que vous n'avez pas encore (acheté et) enregistré le logiciel.

16.2 Bilans énergétiques

Page *Résultats* > Bilans énergétiques

Après la simulation d'une installation PV, la page *Résultats* affiche les bilans énergétiques sous forme d'arborescence.

Sélectionnez le niveau supérieur ou l'un des sous-systèmes pour afficher le bilan énergétique correspondant :

- *Bilan énergétique* : bilan énergétique de l'ensemble de l'installation
- *Météo* : le système de rayonnement
- *Générateur partiel* : système constitué du générateur PV et du Tracker MPP
- *Onduleur* : onduleur dont le circuit CA est raccordé au réseau. Suivant les installations PV, plusieurs sous-systèmes peuvent être présents. Il doit cependant en exister au moins un.

S'il existe plusieurs systèmes météorologiques (par exemple lorsque les surfaces du module sont orientées différemment), les bilans individuels sont calculés à partir de la surface de chaque générateur photovoltaïque par rapport à la superficie totale de l'installation.

Si plusieurs générateurs partiels et onduleurs sont présents, les bilans individuels s'additionnent.

16.2.1 Topologies

L'intégration des bilans énergétiques dans l'arborescence dépend de la topologie du système PV.

Une topologie de type 1-1-1 se compose comme suit :

- 1 système météorologique : tous les modules sont identiques et le même bilan de rayonnement s'applique à tous.
- 1 générateur partiel : les modules sont de même type et sont raccordés ensemble à un Tracker MPP.
- 1 onduleur : un seul onduleur est utilisé.

Si les modules de deux Trackers MPP sont reliés entre eux mais appartiennent au même onduleur, la topologie du système est de type 1-2-1.

Si une installation comporte deux surfaces de module orientées différemment et raccordées ensemble à un même onduleur, sa topologie est de type 2-2-2.

16.2.2 Structuration des zones du bilan

Chaque zone du bilan comporte une valeur initiale et une valeur finale indiquée en caractères gras sur fond gris. La zone de bilan du générateur partiel indique deux valeurs intermédiaires complémentaires fournies à titre indicatif.

Les valeurs de **perte** (en chiffres rouges) ou de **gain** (en chiffres verts) sont indiquées entre la valeur initiale et la valeur finale. La dernière colonne contient la valeur d'écart en pourcentage qui correspond toujours à la somme des bilans déterminés à partir des valeurs précédentes.

16.2.2.1 Valeurs de perte et de gain

Météo

Rayonnement global horizontal

Rayonnement global au niveau horizontal, qui constitue l'une des grandeurs d'entrée des données météorologiques

Déviaton du spectre standard

On pose comme hypothèse que le spectre standard STC de l'installation photovoltaïque est toujours égal à 1,5 AM. Comme le spectre du rayonnement solaire réel peut être défavorable aux modules PV, on déduit un pourcentage global du rayonnement.

Orientation et inclinaison du niveau des modules

Suivant la manière dont les modules sont orientés à l'intérieur de l'espace, le rayonnement global mesuré pour chaque niveau d'inclinaison peut se traduire par une valeur plus élevée ou plus faible que le résultat obtenu à l'horizontale.

Ombrage

Part du rayonnement non atteint par les modules PV en raison de l'ombrage antérieur.

Réflexion à la surface du module

Partie du rayonnement qui atteint les modules PV et se reflète sur la surface du module avant de pouvoir contribuer à la production d'électricité.

Rayonnement global sur le module

Part du rayonnement solaire qui atteint effectivement le matériau cellulaire des modules PV.

Conversion système météorologique/générateur partiel

Le rayonnement global à la surface des modules en kWh/m² multiplié par la surface totale des générateurs PV donne le rayonnement global photovoltaïque en kWh.

Générateur partiel

Rayonnement global photovoltaïque

Valeur convertie du rayonnement global sur les modules PV, en kWh

Conversion du rendement

Part de la perte de rendement due à la conversion de l'énergie photovoltaïque. Correspond à 100 % - rendement de référence

Énergie photovoltaïque nominale

Énergie théorique générée par le module dans les conditions STC

Charge partielle

Le rendement d'un module PV varie en fonction de l'ensoleillement. Cela peut se traduire par des gains ou des pertes en termes de rendement énergétique.

Température

L'efficacité d'un module PV dépend également de la température de celui-ci. En règle générale, plus la température du module est élevée, plus les pertes augmentent. Dans les régions froides, cela peut même conduire à des gains.

Diodes

Comme c'est le cas pour tous les composants électroniques, les diodes contenues dans les boîtiers de jonction des modules engendrent des pertes, évaluées ici globalement à 0,5 %.

Désadaptation (données constructeur)

Les modules PV produisant en règle générale une charge qui n'équivaut pas exactement au rendement nominal, le raccordement présente une désadaptation qui est évaluée ici globalement à 2 %.

Désadaptation (raccordement/ombrage)

Une désadaptation supérieure peut être due à une connexion asymétrique, au raccordement de modules orientés différemment ou à l'ombrage inégal des modules.

Ligne de strings

Pertes de charge ohmique dans les lignes de strings

Ligne principale CC

Pertes de charge ohmique sur la ligne principale CC

Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur

Énergie PV d'origine CC qui serait produite dans l'idéal par les onduleurs et Trackers MPP installés.

Réduction liée à la plage de tension MPP

Les Trackers MPP se caractérisent par une plage de tension d'entrée à l'intérieur de laquelle les valeurs MPP sont détectées. Si la valeur MPP réelle du champ PV se trouve en dehors de cette plage de tension, un indice MPP sous-optimal est détecté, ce qui entraîne une perte. En règle générale, le courant résultant dans le champ PV est réduit d'autant, ce qui est vérifié ici.

Réduction liée au courant CC maximal

De même que la réduction liée à la plage de tension MPP, une limitation du courant CC maximal admissible se produit dans certaines circonstances. Là encore, les pertes ohmiques réduites sont calculées.

Réduction liée au courant CA maximal

Analogue à la réduction liée au courant CC maximal

Réduction liée au rapport max. du rendement CA/cos φ

En cas de dépassement de la puissance maximale CA de l'onduleur, le calcul doit être à nouveau pondéré. La même règle s'applique si une valeur par défaut $\cos \phi$ spécifique limite la puissance revendable.

Énergie PV (CC)

Énergie PV produite par le circuit du courant continu

Onduleur

Énergie à l'entrée de l'onduleur

Énergie disponible à l'entrée de l'onduleur. Identique à l'énergie PV (CC)

Écart entre tension d'entrée et tension nominale

En cas d'écart entre la tension CC et la tension nominale de l'onduleur, le rendement de conversion est légèrement réduit.

Conversion CC/CA

Perte d'énergie liée à la conversion de la tension continue en tension alternative.

Consommation propre (veille, nuit)

Énergie que l'onduleur prélève sur le réseau électrique bien qu'il ne soit pas en cours d'utilisation.

Ligne CA

Pertes de charge ohmique sur la ligne CA

Énergie PV (CA)

Énergie PV directement utilisable ou pouvant alimenter le réseau CA

18 Glossaire

Angle d'inclinaison / Inclinaison

L'angle d'inclinaison désigne l'angle déterminé entre les modules et le plan horizontal. Pour les montages en façade, l'angle d'inclinaison est de 90°.

Autonomie

Période durant laquelle les batteries peuvent couvrir les besoins en énergie sans avoir recours à un générateur d'appoint.

Azimut

L'azimut décrit l'angle entre une surface solaire et la direction du sud.

Cashflow cumulé (encaisse)

L'encaisse, cashflow cumulé après impôts.

Coefficient de dimensionnement, %

= Puissance générateur PV / Puissance nominal C.A. onduleur

Coefficient de modification de prix

Le facteur de changement de tarif indique de quel pourcentage un paiement a changé en moyenne par rapport à l'année précédente.

Les prix dans le database de données sont des prix de base, qui, multipliés avec le coefficient de modification de prix, donnent le prix de travail.

Prix de travail = Prix de base * Coefficient de modification de prix

Le coefficient de modification de prix prend en compte l'évolution des coûts de production d'énergie et de personnel du fournisseur d'électricité. Normalement dans le domaine de la basse tension on n'utilise pas de prix de base; dans ce cas, le coefficient de modification de prix est égal à 1.

Coefficient de performance de l'installation

Le coefficient de performance de l'installation est un indicateur des pertes d'énergie subies en comparaison avec les conditions de fonctionnement optimales de l'installation. L'énergie solaire réellement produite est rapportée à l'émission d'énergie nominale. L'émission d'énergie nominale est calculée à partir du rayonnement sur la surface PV inclinée multiplié par le degré d'efficacité du module dans des conditions d'essai standard (25 °C, 1000 W/m²).

Calcul du rendement de l'installation : $PR = (\text{énergie du générateur PV (réseau CA)} - \text{consommation en veille}) / (\text{énergie des générateurs PV maximale possible})$

(Synonyme : Performance Ration)

-> Voir aussi : Rendement du système

Consommation d'électrique

Consommation d'énergie totale des consommateurs par an. Uniquement pour les installations avec alimentation excédentaire : correspond à la consommation énergétique totale annuelle des appareils.

-> voir aussi :

- Énergie achetée
- Consommation

Consommation de veille (Stand-By)

C'est l'énergie que nécessite l'onduleur lorsque le générateur de PV ne produit pas de courant. Entre 20h00 et 05h00, on considère la consommation nocturne. Sinon, on considère la consommation de veille.

Consommation propre, Part de

Part de consommation propre = consommation propre / (consommation propre + consommation de l'excédent) = consommation propre / énergie du générateur PV

-> voir aussi : Taux de couverture solaire

Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit d'un module IK est habituellement précisé par le fabricant dans des conditions STC. Etant donné que le courant du module dépend aussi de la température, le courant de court-circuit est maximal lorsque les températures sont très basses, par ex. -10°C et lorsque le rayonnement solaire est maximal.

Coûts de production d'énergie

Les *coûts de production d'énergie* se calculent à partir des coûts annuels divisés par l'électricité produite.

Les coûts annuels se calculent en fonction des éléments suivants :

- les valeurs au comptant des coûts annuels,
- les paiements uniques,
- les remboursements d'emprunts et
- l'autofinancement
- multipliés par le facteur d'annuité.

Couverture solaire, taux de

Le taux de couverture solaire indique la part en pourcentage de l'énergie nécessaire à la consommation annuelle pouvant être couverte par l'installation solaire.

Taux de couverture solaire = énergie totale fournie par le générateur PV côté AC utilisée pour couvrir la consommation / énergie totale nécessaire pour couvrir la consommation

Installations reliées au réseau : énergie totale nécessaire pour couvrir la consommation = consommation de l'onduleur, y compris lorsque celui-ci est en veille

Installations indépendantes du réseau : énergie totale nécessaire pour couvrir la consommation = production = énergie totale fournie par le générateur PV côté AC + énergie du générateur d'appoint

Degré d'efficacité du système

Le degré d'efficacité du système décrit le rapport entre l'énergie électrique émise en CA et l'énergie solaire émise sur la surface du générateur PV.

Déséquilibre de charge

Le déséquilibre de charge désigne la charge irrégulière des conducteurs extérieurs d'un réseau à courant alternatif triphasé

Durée d'amortissement

Période au-delà de laquelle la valeur en capital de l'investissement devient positive.

Durée d'autonomie

Temps pendant lequel les accumulateurs peuvent couvrir la consommation sans l'aide du générateur d'appoint.

Énergie achetée

Courant annuel issu du réseau CA.

Énergie injectée dans le réseau

Énergie produite par le générateur PV qui est délivrée par l'onduleur et injectée dans le réseau. Correspond à l'*énergie du générateur PV (réseau CA)*, déduction faite de la consommation propre.

Énergie du générateur PV (réseau CA)

Énergie produite par le générateur PV qui est délivrée par l'onduleur et injectée dans le réseau en revente totale. Les pertes subies au niveau des modules, des conduites et des onduleurs sont prises en compte. Le générateur PV a besoin d'énergie en standby et dans la nuit, cette énergie n'est pas soustraite ici, mais présentés séparément.

État de charge des accumulateurs SOC

SOC maximal: indique jusqu'à quel SOC la charge des accus peut être effectuée durant l'usage normal. En cas de valeurs de SOC élevées, l'efficacité de charge des accus diminue et il n'est plus possible de charger à la puissance totale disponible, ce qui entraîne une interruption de la charge de la batterie au SOC maximal.

SOC minimal: indique le niveau de SOC maximal de déchargement des accus. Suivant le type de batterie et la stratégie de charge, une valeur de charge minimale des accus est prévue par le fabricant.

Les batteries au plomb ne doivent pas être déchargées au-delà d'un certain seuil minimal, car la durée de vie des accus dépend assez fortement du niveau auquel ils sont déchargés (voir la courbe du nombre de cycles dans la base de données d'accus).

Outre le SOC, la valeur du seuil de déchargement DOD (Depth of Discharge ou profondeur de décharge en anglais) est également prise en considération. Le SOC indique le niveau de remplissage des accus, tandis que le DOD indique la quantité prélevée en pourcentage sur la capacité des accus. La somme des deux valeurs est toujours égale à 100 % (à titre d'exemple, à un SOC de 40 % correspond un DOD de 60 %).

Si le courant de décharge spécifié dans la simulation est inférieur à la valeur I_{10} associée à C_{10} , il est possible que le SOC tombe bien en deçà de cette valeur, car la limite inférieure de décharge est calculée d'après la valeur de SOC par rapport au courant de décharge et à la capacité correspondante. Dans le cas de courants de décharge supérieurs à I_{10} , il se peut également que l'état de charge minimal nominal n'ait pas été atteint, mais que la décharge ait été précédemment interrompue afin de ne pas tomber sous le seuil du SOC lié au courant de décharge élevé.

Exploitation parallèle

Si l'onduleur permet une exploitation parallèle des MPP-Trackers, ces derniers peuvent être raccordés en groupe de sorte que la plage de courant et la plage de puissance s'additionnent.

Facteur de déphasage (cos phi)

Suite à l'amendement CEE 2012 sur le maintien de la stabilité du réseau, les exploitants d'installations PV doivent fournir une puissance réactive afin de garantir un équilibre entre la puissance réactive du réseau et celle des appareils.

P. ex. : l'exploitant du réseau exige $\cos(\phi) = 0,9$ -> L'onduleur doit fournir 10 % de puissance en plus : 90 % pour la puissance active constatée jusqu'ici + 10 % pour la nouvelle puissance réactive.

Par ailleurs, les installations PV de grande taille (> 30 kW) doivent pouvoir être commandées à distance par l'exploitant du réseau.

Pour les petites installations PV (< 30 kW) une réduction de la régulation à 70 % doit être possible.

-> voir aussi: Puissance réactive

Générateur PV, énergie produite (courant alternatif)

L'énergie produite en CA par le générateur PV désigne l'énergie qui est délivrée par l'onduleur et injectée dans le réseau en revente totale. Les pertes subies au niveau des modules, des conduites et des onduleurs sont prises en compte.

Générateur PV, rayonnement

Le rayonnement sur la surface inclinée des générateurs PV représente l'énergie solaire qui est disponible après déduction de l'ombrage.

Intégré à la toiture

Intégré à la toiture signifie qu'une partie de la couverture du toit est enlevée et que les modules forment eux-mêmes la couverture du toit.

Investissement

L' *investissement amortissable* correspond à l'ensemble des frais d'achat (net) de l'installation PV (matériel, échafaudage, montage, data logger), lesquels sont nécessaires au montage de l'installation.

Modèle à deux diodes

Le modèle à deux diodes est considéré comme l'un des modèles les plus précis pour décrire le comportement électrique des modules photovoltaïques mono et polycristallins. Ce modèle fondé sur les équations des diodes de SHOCKLEY évalue les processus physiques qui interviennent dans le matériau de la cellule en les combinant sous la forme d'un circuit électrique de remplacement, à partir duquel sont dérivées des formules de calcul applicables aux cellules.

MPP (Maximum Power Point)

La puissance d'un module dépend du rayonnement, de la température et de la tension avec laquelle il fonctionne. Le Maximum Power Point représente le point du schéma de courant / tension auquel le module délivre la puissance maximale.

MPP-Tracker

Le MPP-Tracker règle automatiquement le point de travail du générateur PV à son maximum.

Orientation des modules PV /Azimut

L'orientation décrit la position d'une surface solaire: Le sud est représenté par 180° , l'est correspond à 270° , le sud-est = 225° , le sud-ouest = 135° , l'ouest = 90° etc.

Parallèle au toit

Parallèle au toit signifie que les modules sont montés parallèlement au toit, en laissant un espace entre les modules et la couverture du toit.

Puissance d'entrée (CC), réduction

Si l'onduleur est trop petit, la puissance d'entrée onduleur (CC) doit être régie par l'onduleur. L'impact de la réduction sur le rendement énergétique de l'installation dépend fortement du rapport de taille entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur, ainsi que de l'orientation et de l'emplacement de l'installation :

- En se basant sur un facteur de dimensionnement de 100 %, une réduction de 70 % en Europe centrale permet en règle générale de réaliser un bénéfice de 3 à 8 %.
- Plus le facteur de dimensionnement est élevé, plus les gains réalisés sont importants.
- En outre, plus l'orientation de l'installation s'éloigne du positionnement optimal, plus le pourcentage de rendement est réduit.
- Plus le rayonnement solaire sur le site est élevé, plus les gains réalisés sont importants.
- Plus le rayonnement solaire est variable sur le site d'installation, plus les gains réalisés grâce à la non-utilisation des pics de rayonnement sont importants.

-> Voir aussi: Puissance de sortie (CA) de l'onduleur, réduction de 70 %

Puissance du générateur PV

La puissance d'un générateur PV correspond à la puissance de crête que celui-ci délivrerait avec un rayonnement solaire vertical de 1000 W/m². Elle est donc indiquée en Wp ou en kWc. "p" correspond à "peak" = crête.

On peut calculer un maximum de 1000 modules. La puissance maximale du générateur est de 1000 x la puissance du module.

Puissance max. du générateur PV = rendement du module PV * rayonnement sur le panneau.

Puissance de sortie (CA) de l'onduleur, réduction de 70 %

Vous pouvez réduire la *puissance de sortie (CA) de l'onduleur* en pourcentage sur l'installation VP.

Exemple : pour une puissance PV installée de 5 kWp et une réduction de 70 %, la puissance de sortie de l'onduleur sur le circuit CC est limitée à 3,5 kW.

Remarque : la puissance de sortie (CA) de l'onduleur est différente de la puissance de vente au point de raccordement au réseau. Depuis l'entrée en vigueur de la réglementation EEG 2012, la réduction de la puissance de sortie de l'onduleur (CA) est généralement la solution la moins coûteuse. Cependant, avec cette solution, la puissance PV située au-delà du seuil de réduction (en Allemagne : 70 %) ne peut pas être exploitée pour la consommation directe.

Puissance réactive

Suite à l'amendement CEE 2012 sur le maintien de la stabilité du réseau, les exploitants d'installations PV doivent fournir une puissance réactive afin de garantir un équilibre entre la puissance réactive du réseau et celle des consommateurs.

P. ex. : l'exploitant du réseau exige $\cos(\phi) = 0,9$ -> L'onduleur doit fournir 10 % de puissance en plus : 90 % pour la puissance active constatée jusqu'ici + 10 % pour la nouvelle puissance réactive.

Par ailleurs, les installations PV de grande taille (> 30 kW) doivent pouvoir être commandées à distance par l'exploitant du réseau.

Pour les petites installations PV (< 30 kW), une réduction de la régulation à 70 % doit être possible.

Les valeurs sont : puissance réactive Q, puissance apparente S, puissance active P, facteur de déphasage $\cos(\phi)$

$$S = P / \cos(\phi)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Rayonnement

Le rayonnement sur la surface inclinée des générateurs PV représente l'énergie solaire sur la surface PV (après déduction de l'ombre portée) qui est disponible à la transformation. Une partie de cette énergie est perdue en raison de la réflexion à la surface du module.

Rendement

Le rendement désigne le rapport entre les dépenses et les recettes d'un investissement ou d'un placement de capitaux. Le calcul du rendement d'une installation solaire est basé sur le bénéfice rapporté à l'investissement. Le rendement total des capitaux engagés donne un aperçu de la rémunération de l'investissement total. Le rendement sert d'indicateur pour évaluer la rentabilité d'une installation solaire.

Calculé selon la méthode interne des taux d'intérêt. L'intérêt du capital augmente jusqu'à ce que la valeur du capital de l'investissement soit inférieure à zéro. Le résultat peut être interprété de la façon suivante : Le placement de capital propre dans cet investissement est aussi intéressant que le placement de capitaux propres auprès d'une banque au taux d'intérêt du rendement.

Rendement annuel spéc.

Pour déterminer le rendement annuel spécifique d'une installation PV, l'énergie produite par an (CA) est rapportée à la surface et à la puissance de l'installation. Le rendement annuel est par exemple divisé par la puissance en kWc. Il est ainsi possible de comparer des installations de différentes tailles entre elles.

Rendement énergétique, pronostic de rendement

Le rendement énergétique annuel désigne l'énergie solaire produite qui alimente un réseau électrique (public).

-> voir aussi : Rendement annuel spécifique

-> voir aussi : Énergie du générateur PV

Rendement système

Rapport entre l'énergie produite en courant alternatif (installation PV et générateur d'appoint) et la consommation de courant pendant un an.

-> voir : Coefficient de performance de l'installation

STC (Standard Test Condition)

Les conditions d'essai standard ont été conçues pour pouvoir comparer de manière homogène les modules et leur performance. Elles décrivent les conditions dans lesquelles les valeurs caractéristiques indiquées sur les fiches techniques ont été déterminées. Il s'agit d'une température de 25°C, d'un rayonnement de 1000 W/m² et d'un facteur AM de 1,5. (AM "Air Mass" décrit la voie d'accès du rayonnement solaire à travers l'atmosphère et donc la composition spectrale de la lumière).

Taux de puissance

Le taux de puissance est un indicateur des pertes d'énergie subies en comparaison avec les conditions de fonctionnement optimales de l'installation. L'énergie solaire réellement produite est rapportée à l'émission d'énergie nominale. L'émission d'énergie nominale est calculée à partir du rayonnement sur la surface PV inclinée, multiplié par le degré d'efficacité du module dans des conditions d'essai standard (STC : 25°C, 1000 W/m²).

Temps d'amortissement

Moment à partir duquel la valeur du capital de l'investissement est positive pour la première fois.

Températures NEC

La température du module évolue en fonction de l'orientation, de la température à l'arrivée et du rayonnement sur les modules. Celle-ci peut être entrée manuellement, à l'aide de valeurs standard préenregistrées ou sur la base du NEC® (National Electrical Code®). Si l'on choisit les températures NEC, alors, en fonction du code postal (CP) de l'installation, les températures correspondantes seront insérées. Utilisé pour les limites de raccordement - Conditions annexes du raccordement de l'onduleur

Tension à vide

La tension à vide d'un module UL est habituellement précisée par le fabricant dans des conditions STC. Etant donné que la tension du module dépend aussi de la température, la tension à vide est maximale lorsque les températures sont très basses, par ex. -10°C et lorsque le rayonnement solaire est maximal.

Température extérieure

La température extérieure est une indication issue des données météorologiques. Elle sert à déterminer la température du module car le rendement de celui-ci dépend de la température (voir Caractéristiques du module PV).

Tension système maximale

Cette valeur indique quelle est la tension maximale autorisée dans un générateur PV. Le nombre de modules connectés en série doit être choisi de manière à ne pas dépasser la tension système maximale des modules avec la tension maximale à vide (lien : cf. limites de raccordement). La tension système maximale est considérée

Valeur en capital

La valeur en capital est calculée en additionnant :

- la valeur actuelle de tous les coûts annuels,
- la valeur actuelle de toutes les recettes et économies,
- la valeur actuelle des paiements de crédit,
- la valeur actuelle des paiements de taxes et impôts,
- les paiements exceptionnels,
- les subventions,
- l'autofinancement

Variante sur châssis

La variante sur châssis désigne les installations dont les modules sont montés sur une surface libre ou sur un toit plan incliné à l'aide de châssis.

18 Index

	2		
240V			52
	A		
Accueil			50
Activation			4
Adresse			51
American Wire Gauge			45
Aperçu du projet			144
Avertissements			14
Azimut			75
	B		
Baisse de puissance			103
Barre d'état des erreurs			14
Bases de données			42, 45
Besoins annuels en électricité			56
Bon de commande			48
Boutique en ligne			48
britannique			45
	C		
Câbles			126
Caractéristiques de l'onduleur			120
Caractéristiques des modules PV			106
Catégorie fiscale			141
Coefficient de dimensionnement			119
Coefficient de performance			150
Compléments d'adresse			51
Conditions limites du raccordement des onduleurs			45, 117
Configuration automatique de l'installation			112
Configuration de l'installation			110
Configuration requise			3
Consommateurs			56
Consommation propre			150
Consommation totale, annuelle			56
Contenu de la présentation			145
Critères de raccordement			45, 112
	D		
Définitions			150
		Dégradation	103
		Dégradation des modules	103
		Déséquilibre de charge	45, 117
		Données des câbles	126
		Données du projet	51
		Données météorologiques	45
		Données système	43
		Données utilisateur	45
		Durée de vie	141
		Durée d'utilisation	133
	E		
		Éditeur de prévisualisation	145
		Emplacement d'installation	75
		Énergie injectée dans le réseau	150
		Enregistrement	4, 45
		Enregistrements propres	43
		Enregistrer des projets	41
		Erreur	14
		État à la livraison	45
		Export - Projets	41
		Export - Résultats	145
		Exportation de la base de données	42
	F		
		F1	48
		Favoris	43
		Fiches techniques	144
		Filtrage de la base de données	43
		Format PDF	145
		Frais d'achat	134
	G		
		Gestion des bases de données	49
		Gestion des fichiers	41
		Glossaire	150
	I		
		Importation de la base de données	42
		Inclinaison du module PV	76
		Informations	14
		Installation au sol	91

Installation PV sur bâti	91	Paramétrage du module PV	75
Internet - Pas d'accès à Internet	45	Paramètres du module PV.....	106
L			
Ligne de courant alternatif.....	126	Paramètres régionaux	45
Ligne de courant continu	126	Pays	45
Limites de raccordement	117	Période d'observation	141
Longueur de câble.....	126	Périodes d'exploitation	56
Lumière	56	Pertes de puissance.....	103
M			
Messages	14	Pertes par le câblage	56
métrique	45	Plage de dimensionnement.....	117
Mise à jour	49	Plage de tolérance.....	117
Mise à jour de la base de données.....	45, 49	Plages limites du raccordement	117
Mise à jour Internet	45, 49	Plan du toit	144, 145
Mises à jour du programme.....	45	Présélection de l'onduleur	112
Modèle.....	41	Présentation	45, 144, 145
Modifier le raccordement des onduleurs	115	Présentation client	144, 145
Modules PV	42	Profil de charge	56, 63
Montage de l'installation	75, 144	Profil de consommation électrique.....	63
N			
Nombre de modules PV	43, 75	Puissance du générateur	75
Nombre de modules raccordés.....	110, 115	Puissance du générateur PV.....	76
Notice abrégée.....	9	Puissance en standby	56
Nouveau dans cette version	50	Q	
Nouveau projet	41	Qualité de la configuration de l'installation	112
Nouvelle version	49	Qualité du raccordement	119
Nouvelles propriétés du programme.....	49	R	
Numéro de série	5	Raccordement d'un onduleur.....	110, 115
O			
Occupation du toit	75	Rapport de projet	144, 145
Ombrage	103	Recherche de la base de données	43
Onduleur	42, 110, 119	Réinitialiser	45
Options	45	Release Notes.....	50
Orientation.....	75	Rendement énergétique de l'installation solaire ...	144
Orientation du module PV	76	Rentabilité	131, 144
Ouvrir	41	Répertoires.....	45
Ouvrir des projets	41	Résultats de la simulation	144
P			
Page d'accueil	48	S	
Page de titre.....	144, 145	SB1 Guidelines.....	141
Q			
R			
S			
T			
U			
V			
W			
X			
Y			
Z			

Simulation de rendement	144
Société	42, 43
Source des données	42
Structure du programme	9
Superficie de module	75
Surface bloquée	91
Surface d'occupation	91
Surface du toit	91
Système d'unités	45

T

Tarifs d'électricité	141
Taux de couverture solaire	75
Températures NEC	117
Tension du réseau	45, 52, 56, 126
Tension système, maximale	45
Termes techniques	150
Titre de projet	51

Toit, aspect actuel	91
Tolérances	117
Tracker MPP	119
Tri des configurations d'installation	112
Type de module PV	75
Type de pose	91
Type d'installation	52

V

Valentin EnergieSoftware	48
Valeurs caractéristiques du module PV	106
Valeurs de raccordement des onduleurs	119
Valeurs du câble	126
Valeurs par défaut	45
Validité de la configuration de l'installation	110
Vérification du raccordement	110, 117, 119
Version complète	4
Vieillessement	103
