

SYNTHESE DU RAPPORT D'ETUDE DE FAISABILITE CENTRALES SOLAIRES PHOTOVOLTAIQUES



CENTRE HOSPITALIER COMMINGES PYRENEES
Etablissement du Groupement Hospitalier de Territoire – Haute Garonne Tarn Ouest

SAINT-GAUDENS (31)



Sommaire

1. PRESENTATION DE L'ETUDE	3
1.1. Preambule	3
1.2. Objectifs du document et contenu de l'étude	3
2. DESCRIPTION GENERALE DE L'OPERATION	3
2.1. PRÉSENTATION DU SITE	3
2.2. Périmètre des opérations étudiées.....	5
2.3. Hypothèses utilisées et retenues dans l'étude	6
3. SYNTHESES DES POTENTIELS DE PRODUCTIONS PHOTOVOLTAÏQUES	6
3.1. Installation au sol.....	6
3.2. Installation en ombrières.....	10
4. CONCLUSIONS - DECISIONS	14
5. Annexes.....	14

1. PRESENTATION DE L'ETUDE



1.1. Préambule

Le Centre Hospitalier Comminges Pyrénées (CHCP) à Saint Gaudens, a souhaité étudier la faisabilité de valoriser son site par de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans le cadre du schéma directeur architectural énergétique, ce projet s'imbrique dans une démarche globale de déploiement d'énergies renouvelables.

1.2. Objectifs du document et contenu de l'étude

L'objectif de l'étude de faisabilité a été de juger de l'opportunité et de la pertinence (technique, économique et environnementale) de la mise en œuvre d'un ou plusieurs générateurs photovoltaïques en autoconsommation ou raccordés au réseau de distribution électrique public.

L'étude a précisé sur plusieurs scénarii :

- Les hypothèses de dimensionnement des équipements constituant la centrale photovoltaïque ;
- Le dimensionnement de l'installation et la productivité escomptée ;
- La description et l'implantation des matériels solaires ;
- L'analyse économique et environnementale simplifiée du projet.

L'étude a été confiée à la société BET RAMAT.

La conclusion doit permettre de prendre une décision éclairée sur le choix des travaux à engager, dans le cadre d'un projet de diminution de ses coûts d'énergie, de diminution de sa dépendance électrique au réseau public, et de développement d'utilisation des énergies renouvelables.

2. DESCRIPTION GENERALE DE L'OPERATION

2.1. PRÉSENTATION DU SITE

Le site objet de l'étude est le foncier du centre hospitalier Comminges Pyrénées de Saint Gaudens composé d'un groupe de plusieurs bâtiments, de parkings associés et d'un terrain nu à l'ouest. L'ensemble des parcelles du CH développe une surface de 103 662 m²



La propriété foncière du CHCP est constituée de 3 parcelles distinctes :

1 - Parcelle AI 193 (anciennement 182), d'une surface de 66 380 m².



2 - Parcelle AI 004, d'une surface de 26 914 m².



3 - Parcelle AI 033, zone herbée non construite, d'une surface de 10 368 m².



2.2. Périmètre des opérations étudiées

Le projet d'étude en photovoltaïque a concerné les surfaces entourées sur la photo ci-dessous, toutes propriétés du CHCP, et dont la légende est la suivante :

- En vert, les zones herbées disponibles pour des panneaux au sol ;
- En rouge, les zones de stationnement non disponibles pour des ombrières ;
- En bleu, des zones de stationnement disponibles pour des ombrières photovoltaïques.





2.3. Hypothèses utilisées et retenues dans l'étude

- RESSOURCES SOLAIRES : données météorologiques

Les données météorologiques utilisées dans la présente étude sont celles de la base de données Meteonorm 8.1 pour la situation géographique du projet. L'irradiation solaire sur le plan horizontal, notée IGH, atteint 3,95 kWh/m² en moyenne quotidienne sur l'année, et un global de 1 444 kWh/m².an.

- NATURE DU PROCEDE D'INTEGRATION PROPOSE : Installation au sol

Un système de pieux battu sera enfoncé dans le terrain, leur densité et profondeur dépendra de la nature du sol, des efforts qui leurs seront apportés. Une structure triangulaire en aluminium dite table sera reprise sur les pieux permettant d'accueillir les panneaux par le biais de lices de fixations associées à des écrous. Les tables seront inclinées de 15° au sud suivant la configuration du site. L'espacement entre les tables dit « pitch » sera dimensionné pour limiter les ombres portées d'une rangée sur l'autre.

- NATURE DU PROCEDE D'INTEGRATION PROPOSE : Installation sur ombrière

Les ombrières seront composées de structures métalliques en acier galvanisé dimensionnées pour résister aux conditions du site (neige et vent). Ces structures seront ancrées à des fondations dimensionnées par rapport aux descentes de charges et nature du sol.

La structure constituée de poteaux, arbalétriers et pannes accueillera les panneaux solaires par le biais d'un système de rails drainant et bride de serrage. Les panneaux sont inclinés de 7° et leurs emprises respectera la configuration des parkings existants.

- RACCORDEMENT DES CENTRALES SOLAIRES AU RESEAU : Installation au sol en autoconsommation

L'ensemble du câblage des onduleurs sera raccordé à un unique poste de transformation qui sera situé judicieusement dans l'enceinte de l'hôpital de sorte à minimiser à la fois les distances de câblage courant alternatif et les travaux de VRD (coté AC et HTA).

Le shelter HTA est proposé d'être raccordé au local poste livraison du site.
(Cf.) plan d'implantation des matériels).

- RACCORDEMENT DES CENTRALES SOLAIRES AU RESEAU : Installation sur ombrière en vente totale

L'ensemble du câblage des onduleurs du grand parking sera raccordé à deux points de livraison qui seront créés pour la circonstance à la limite de propriété.

3. SYNTHES DES POTENTIELS DE PRODUCTIONS PHOTOVOLTAÏQUES

3.1. Installation au sol

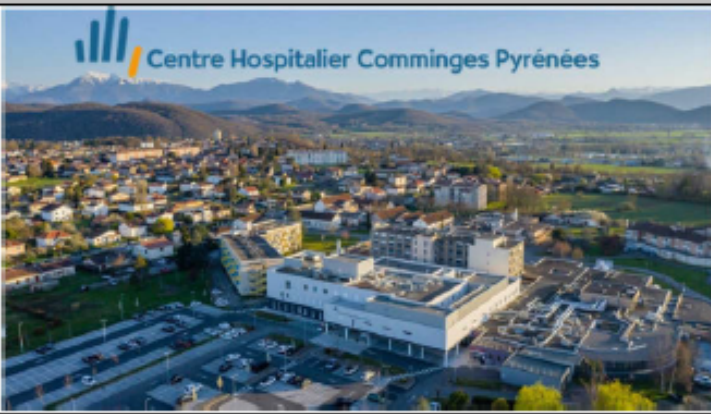
Dans un premier temps, l'étude de faisabilité s'est portée sur la zone verte N°1.

Malheureusement, l'étude environnementale déposée à la DREAL sur cette zone a reçu un avis défavorable.

L'étude présentée ici, porte donc sur la zone herbée N°2, disposant d'une surface d'environ 6 500 m², dont le rapport environnemental déposé à la DREAL et le rapport d'éblouissement déposé à la DGAC ont tous 2 reçu un avis favorable.

Les résultats du potentiel photovoltaïque de panneaux au sol sur cette zone est le suivant :



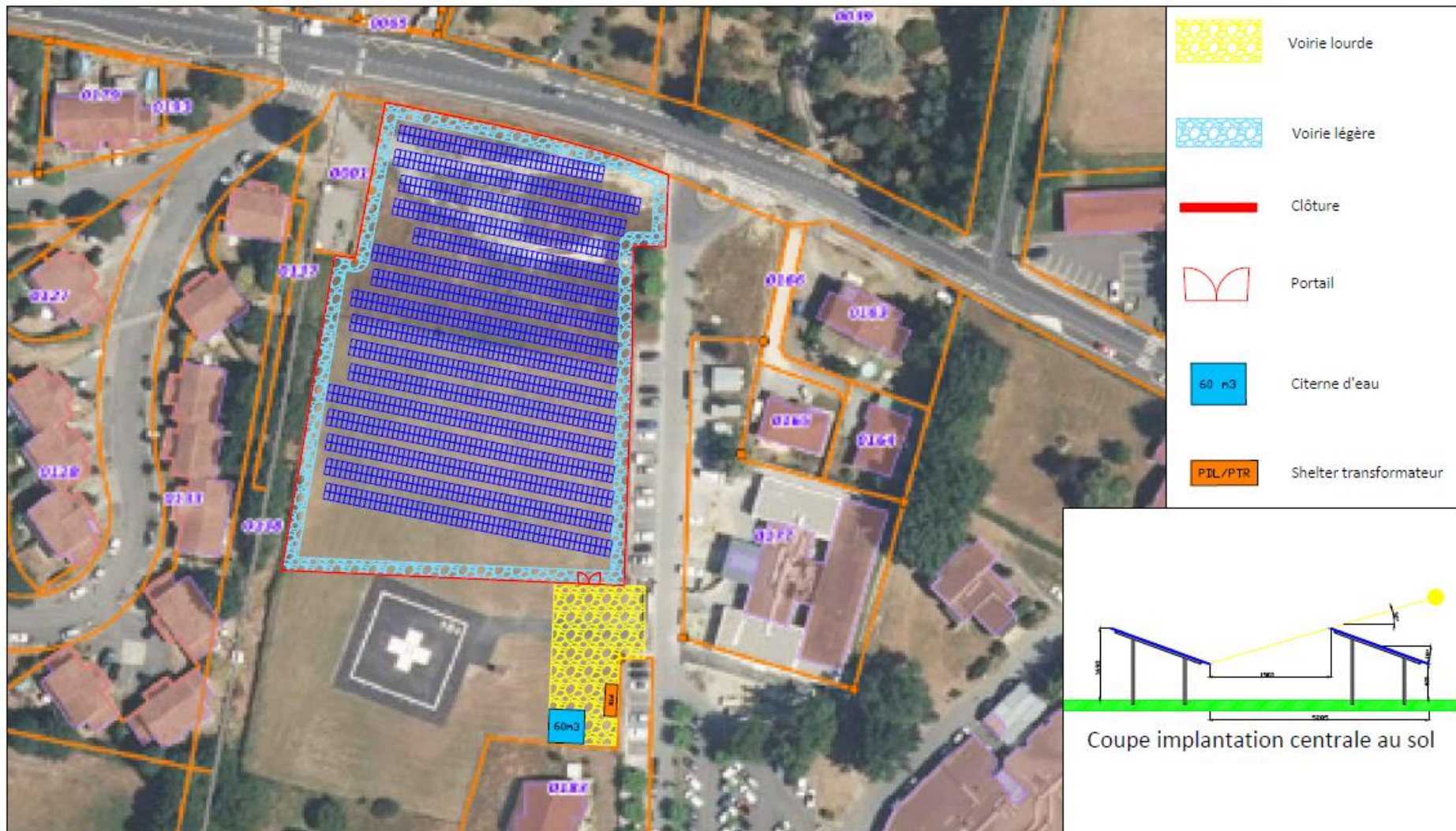
	CARACTERISTIQUES DU SITE	
	Propriétaire	Centre Hospitalier Comminges Pyrénées
	Adresse	351, avenue de Saint Plancard 31800 Saint Gaudens
	Altitude	407 mètres
	Latitude	43,11°
	Longitude	0,71°
	Base météorologique	Meteonorm 8.0
CARACTERISTIQUES DE LA SURFACE D'ACCUEIL		Unités
Type d'implantation	Au sol	
Typologie du site	Terrain nu	
Surface disponible	6 500	m²
Consommation du bâtiment	3 416	MWh/an
GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ¹		Unités
Type de modules	Modules cadrés 450 Wc	
Puissances installées	720 000	Wc
Surfaces valorisées par les panneaux	3 200	m²
Production électrique estimée ¹	1 041	MWh/an
Productivité : (Ratio productible/puissance)	1 381	kWh/kWc
Taux d'autoconsommation	91	%
Taux d'autoproduction	28	%
ANALYSES ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ²		Unités
Investissement de la centrale	910 057	€ TTC
Maîtrise d'œuvre	68 254	€ TTC
Ratio Inv/Wc	1,36	€ TTC/Wc
Charges d'exploitation ³	21 064	€ TTC/an
Tarif vente de l'électricité	Pas de valorisation du surplus	€ /MWh
Surplus non valorisé la première année	92,6	MWh/an
Coût de l'énergie + taxes (HPH / HPB) ⁴	148,7	€ TTC/MWh
Energie autoconsommée la première année	948,4	MWh/an
Economies sur facture générées la première année	140 999	€ TTC/an
Le taux de rentabilité interne (TRI) sur 20 ans	14,10	%
Le taux de rentabilité interne (TRI) sur 30 ans	14,44	%
Temps de retour brut (TRB)	7	Ans
CO2 évité	116	T/an
Nombre de foyers alimentés	484	

¹ Pour la première année de mise en service du générateur photovoltaïque.

² Intégrant une perte de productible de 0,40 % par an sur 30 ans.

³ Moyenne sur 30 ans. Les charges d'exploitation comprennent : l'accès au réseau de distribution, remplacement onduleur, taxes et assurance.

⁴ Coût pour l'année 2025. Une indexation de 3% est considérée les 5 premières années puis une indexation de 1,5%.



146, av Marceau Hamecher
82000 MONTAUBAN

[illegible]



BET RAMAT

146, av Marceau Hamecher
82000 MONTAUBAN

PLAN D'IMPLANTATION DES MATERIELS

Maître d'Ouvrage: Centre Hospitalier Comminges Pyrénées

Phase:

☐ APS

FD PR

O	AC
---	----

EXE

AOR

Ech

Echelle: Sans

Contact: Gabriel RAMAT

Téléphone: 05 81 04 10 54

Email: contact@bet-ramat.fr

Folio:

1/1

REVISIONS

[illegible]

Le complément de l'étude est joint en Annexe 1.

La conclusion de cette étude étant favorable, le CHCP a retenu ce scénario pour l'installation photovoltaïque en autoconsommation.

Ce projet fera l'objet d'une consultation de Maitrise d'œuvre pour le CHCP, maître d'ouvrage public, relative à la conception, le suivi de construction et la réception de la création d'une centrale photovoltaïque au sol en autoconsommation complète d'une puissance de 720kWc.

3.2. Installation en ombrières

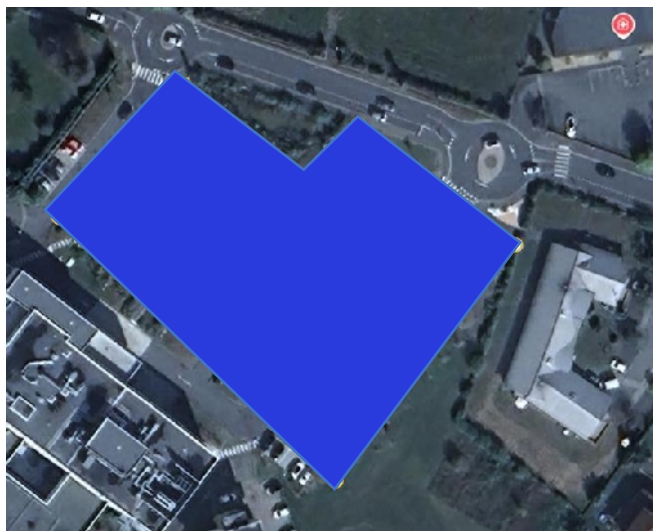
L'étude présentée ici, a porté sur les zones de stationnement N°3 et 4.

Plusieurs études ont été réalisées :


- une centrale solaire en ombrière de 872 kWc en autoconsommation (omb.A.C) ;
- une centrale solaire en ombrière de 492 kWc en vente totale (Omb. VT) ;
- une centrale solaire en ombrière de 706 kWc en vente totale (Omb. CRE).

Au regard des informations suivantes :

- Pour la centrale photovoltaïque en ombrière supérieure à 500 kWc, l'électricité produite ne bénéficie pas d'un tarif en obligation d'achat. Il faut donc répondre à l'appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) qui analysera les différents offres suivant le critère prix et bilan carbone simplifié.
- Pour la centrale photovoltaïque en ombrière en vente totale sur deux points de livraison, l'électricité produite bénéficiera du tarif en obligation d'achat (S21) qui est de 128,7 €/MWh (2nd trimestre 2023).



Le CHCP a retenu l'étude la centrale solaire en ombrière de 492 kWc - Omb. VT, disposant d'une surface d'environ 6 700m², dont les résultats du potentiel photovoltaïque de panneaux au sol sur cette zone, sont les suivants :

CARACTERISTIQUES DU SITE		
	Propriétaire	CHCPS
	Adresse	351 Av de Saint Plancard 31800 SAINT GAUDENS
	Altitude	407 mètres
	Latitude	43,11°
	Longitude	0,71°
	Base météorologique	Meteonorm 8.0
CARACTERISTIQUES DE LA SURFACE D'ACCUEIL		Unités
Implantation	Ombrière	
Surface totale du terrain exploitable	6 700	m²
Typologie	Parking	
GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : CARACTERISTIQUES TECHNIQUES¹		Unités
Type de modules	Modules cadrés 440 Wc	
Technologie	Mono-cristalline Dopage type P	
Scénario	Omb.V.T	
Orientation		/SUD
Inclinaison		
Puissance installée	~492	kWc
Surface de module	~2 415	m²
Production électrique estimée ¹	652	MWh/an
Productivité : (Ratio productible/puissance)	1 324	kWh/kWc
ANALYSES ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ²		Unités
Investissement photovoltaïque estimé	812 394	€ HT
Maîtrise d'œuvre	36 558	€ HT
Coût de raccordement estimé	50 000	€ HT
Contribution S3RENr	13 255	€ HT
Ratio Inv/Wc	1,65	€/Wc
Coût électricité du site + taxes	NC	€ HT/MWh
Tarif vente électricité	128,7	€ HT/MWh
Recette annuelle (année 1)	74 115	€ HT
Charges d'exploitation (année 1) ³	7 496	€ HT
Temps de retour brut TRB	14	ans
Résultat net cumulé sur 30 ans	443 995	€ HT
TRI à 30 ans	5,38	%
Quantité de CO ₂ évitée	75	T CO ₂ .an

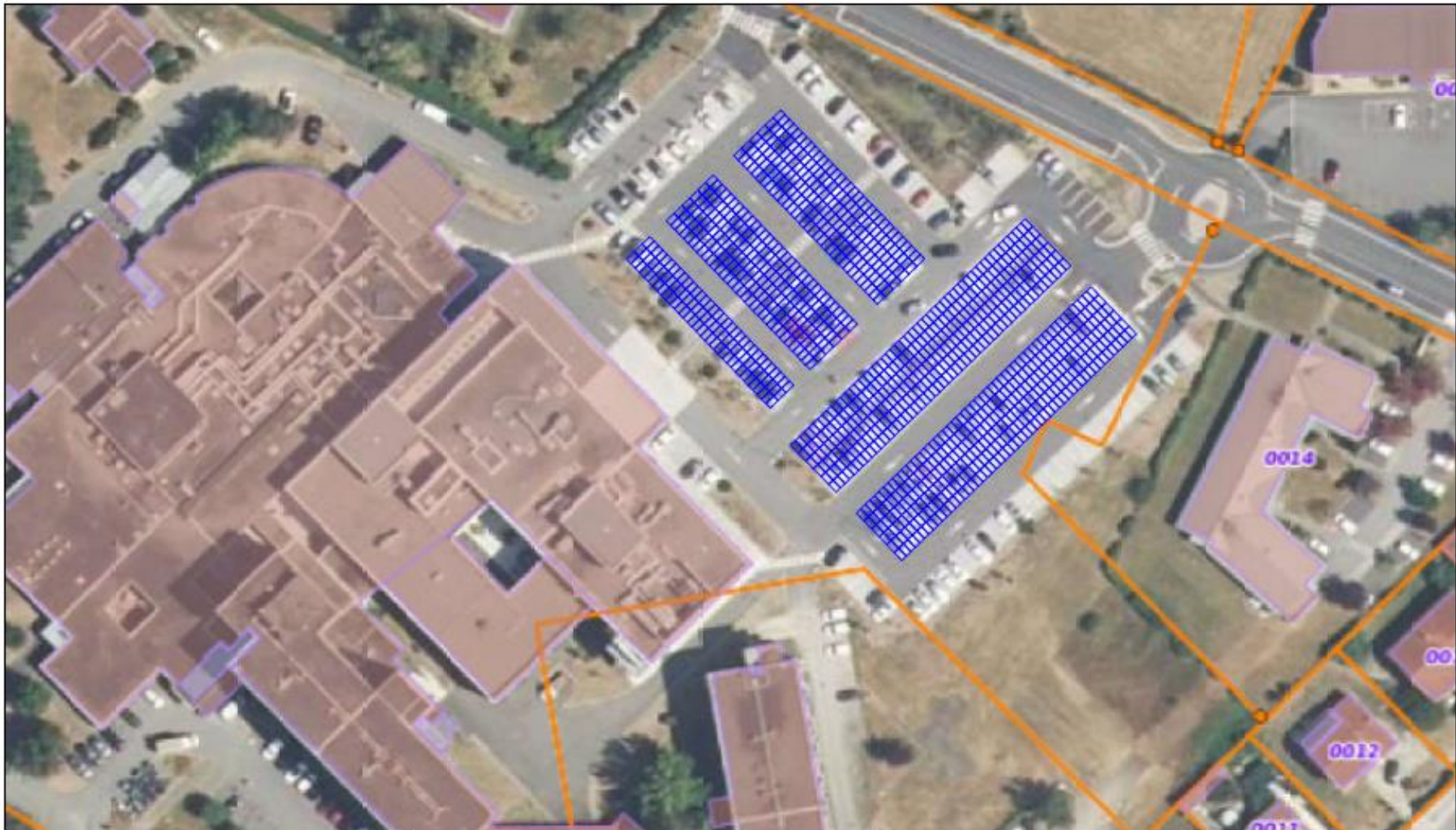
¹ Pour la première année de mise en service du générateur photovoltaïque.

² Intégrant une perte de productible de 0,4 % par an sur 30 ans. Taux d'emprunt à 3,5% sur 15 ans.

³ Les charges d'exploitation comprennent : l'accès au réseau de distribution, la maintenance préventive les assurances du générateur photovoltaïque et taxe IFR.



<div>BET RAMAT</div> <div>146, av Marceau Hamecher</div> <div>82000 MONTAUBAN</div>	PLAN D'IMPLANTATION DES MATERIELS		REVISIONS			
	Maître d'Ouvrage: CENTRE HOSPLITALIER SAINT GAUDENS		NO.	PAR	DATE	DESCRIPTION
			1	MJB	12-06-2023	Création
	Phase: <div>APS</div> <div>APD</div> <div>PRD</div> <div>ACT</div> <div>EXE</div> <div>AOR</div>					
	Echelle: Sans					
	Contact: gael@betramat					
	Téléphone: 05 83 04 10 54					
	Email: contact@betramat.fr					
	Folio:					
	1/1					



BET RAMAT 146, av Marceau Hamecher 82000 MONTAUBAN	PLAN D'IMPLANTATION DES MODULES EN OMBRIERE Puissance 492,36 kWp (1119 modules de 440 Wp)		REVISIONS			
	Maître d'Ouvrage: HOPITAL SAINT GAUDENS		NO.	PAR	DATE	DESCRIPTION
	Phase: <input checked="" type="checkbox"/> APS <input type="checkbox"/> APD <input type="checkbox"/> PRO <input type="checkbox"/> ACT <input type="checkbox"/> EXE <input type="checkbox"/> AOR		1	S.V.	24-05-2023	Création
	Contact: Gabriel RAMAT		2			
	Téléphone: 05 63 04 10 54					
Email: contact@betramat.fr		Echelle: SANS				
		Folio:				
		1/1				

Le complément de l'étude est joint en Annexe 2.

La conclusion de cette étude étant favorable et répondant à une contrainte réglementaire, le CHCP a retenu ce scénario pour l'installation photovoltaïque en ombrières d'une puissance de 492 kWp, pour de la revente totale.

Ce projet fera l'objet d'une consultation d'Appel A Projet selon la Commande publique, pour le financement, la construction et l'exploitation d'ombrières de production photovoltaïque sur des emprises publiques du CHCP.

4. CONCLUSIONS - DECISIONS

Le projet stratégique du CHCP étant en cours d'élaboration, le schéma directeur architectural est également en cours de finalisation.

Le projet photovoltaïque fait partie des grandes orientations de celui-ci, et doit interagir avec les autres axes du schéma, de rénovations/reconstruction/entretien des bâtiments du site.

Au regard des conclusions de l'étude de faisabilité, le CHCP présente sa stratégie de poursuite de déploiement du projet « photovoltaïque », notamment pour planifier ses déploiements et ses investissements, afin d'élaborer et transmettre les dossiers de demandes d'aides financières aux institutions concernées.

En consolidant les données du schéma directeur architectural et les résultats de l'étude, la poursuite du déploiement des installations de photovoltaïques va se centraliser sur 2 implantations distinctes et phasées dans le temps.

En priorité, grâce à un ROI favorable :

La création d'une centrale photovoltaïque au sol en autoconsommation complète d'une puissance de 720kWc., fera l'objet d'une consultation de Maitrise d'œuvre pour le CHCP, qui restera maître d'ouvrage public, et dont les missions couvriront la conception, dont le dépôt des autorisations de travaux, jusqu'à la garantie de parfait achèvement.

Puis rapidement, en raison des contraintes réglementaires, et des besoins des personnels et usagers :

L'installation photovoltaïque en ombrières d'une puissance de 492 kWp, pour de la revente totale avec mise en place de bornes de recharges électriques (véhicules, trottinettes et vélos), ne fera pas l'objet d'une maîtrise d'ouvrage par le CHCP, mais d'un montage juridique d'occupation temporaire de l'espace public par un tiers concepteur, constructeur, financeur et exploitant.

Cette contractualisation sera portée par le CHCP avec l'aide d'une ingénierie juridique.

5. Annexes

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: HOPITAL ST GAUDENS

Variant: CENTRALE AU SOL - 720 KWC

No 3D scene defined, no shadings

System power: 720 kWp

Saint-Gaudens - France

5.1. Complément d'étude de faisabilité sur Installation au sol

Auteur

Bet Ramat (France)



Project: HOPITAL ST GAUDENS

Variant: CENTRALE AU SOL - 720 KWC

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
27/09/24 09:26
with V7.4.8

Bet Ramat (France)

Project summary

Geographical Site

Saint-Gaudens

France

Situation

Latitude 43.11 °N

Longitude 0.71 °E

Altitude 410 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Saint-Gaudens

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 % - Synthétique

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 18 / 11 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file

MODELE PV SYST.csv

System information

PV Array

Nb. of modules

1600 units

Pnom total

720 kWp

Inverters

Nb. of units

3 units

Pnom total

750 kWac

Pnom ratio

0.960

Results summary

Produced Energy 1031778 kWh/year

Specific production 1433 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 88.01 %

Used Energy 3416094 kWh/year

Solar Fraction SF 27.80 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: HOPITAL ST GAUDENS

Variant: CENTRALE AU SOL - 720 KWC

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
27/09/24 09:26
with V7.4.8

Bet Ramat (France)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 18 / 11 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
MODELE PV SYST.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
343197	292778	311310	287452	267957	259714	283687	285600	250256	251787	277535	304822	3416094	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Jinkosolar

Model

JKM-450N-54HL4R

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

450 Wp

Number of PV modules

1600 units

Nominal (STC)

720 kWp

Modules

50 string x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

669 kWp

U mpp

993 V

I mpp

674 A

Total PV power

Nominal (STC)

720 kWp

Total

1600 modules

Module area

3197 m²

Inverter

Manufacturer

Sungrow

Model

SG250-HX

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

250 kWac

Number of inverters

3 units

Total power

750 kWac

Operating voltage

500-1450 V

Pnom ratio (DC:AC)

0.96

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power

750 kWac

Number of inverters

3 units

Pnom ratio

0.96

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

29.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

24 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: HOPITAL ST GAUDENS

Variant: CENTRALE AU SOL - 720 KWC

PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
27/09/24 09:26
with V7.4.8

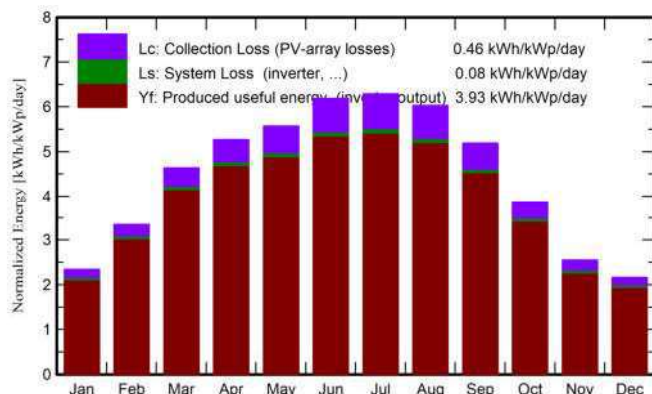
Bet Ramat (France)

Main results

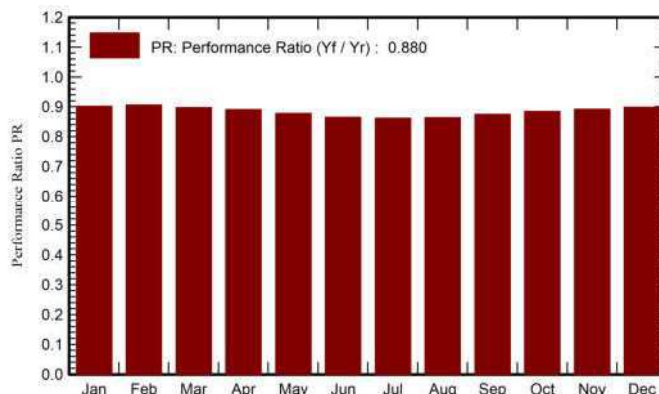
System Production

Produced Energy	1031778 kWh/year	Specific production	1433 kWh/kWp/year
Used Energy	3416094 kWh/year	Perf. Ratio PR	88.01 %
		Solar Fraction SF	27.80 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	49.4	19.83	4.67	72.7	68.3	48412	343197	46797	375	296400
February	70.6	29.68	5.26	93.8	88.5	62482	292778	59914	1232	232864
March	119.8	46.66	8.59	143.8	136.0	94610	311310	86791	6075	224520
April	145.6	69.02	10.86	158.1	149.3	103268	287452	92237	9151	195215
May	170.5	82.51	14.29	172.7	162.9	111277	267957	96253	12871	171704
June	187.1	73.17	18.31	185.6	175.3	117796	259714	102792	12857	156922
July	193.2	85.24	20.37	195.0	184.4	123243	283687	110488	10574	173199
August	175.5	69.92	20.27	187.1	177.0	118432	285600	107001	9361	178598
September	134.8	54.26	16.73	155.7	147.1	99774	250256	87623	10390	162633
October	92.6	34.68	13.43	120.1	113.4	78026	251787	70148	6296	181639
November	55.0	25.06	7.80	76.5	72.0	50413	277535	46382	2736	231152
December	45.6	23.19	5.26	67.2	62.9	44646	304822	43315	119	261507
Year	1439.8	613.21	12.20	1628.3	1537.1	1052379	3416094	949741	82037	2466353

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

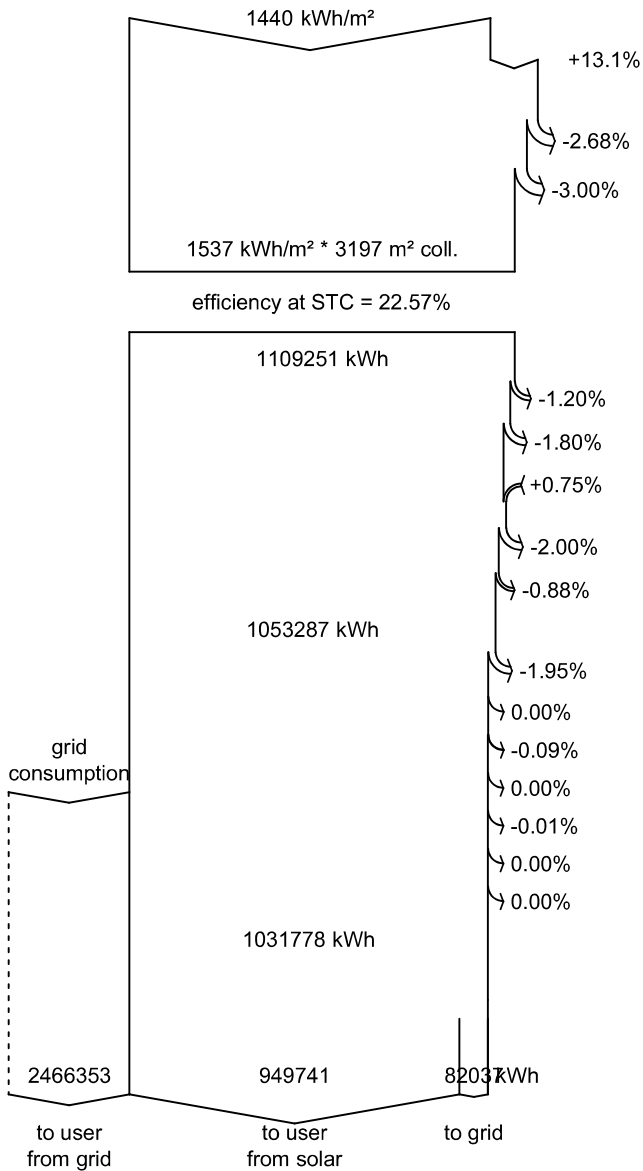


PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:
27/09/24 09:26
with V7.4.8

Bet Ramat (France)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

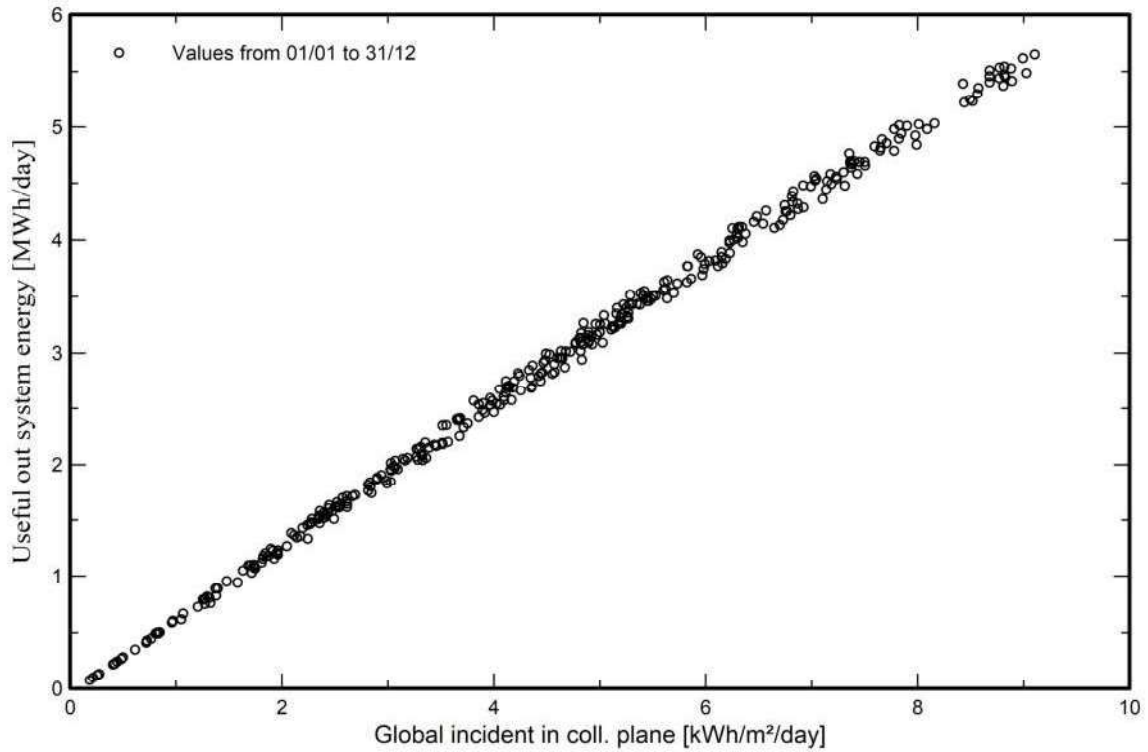
Available Energy at Inverter Output

Dispatch: user and grid reinjection

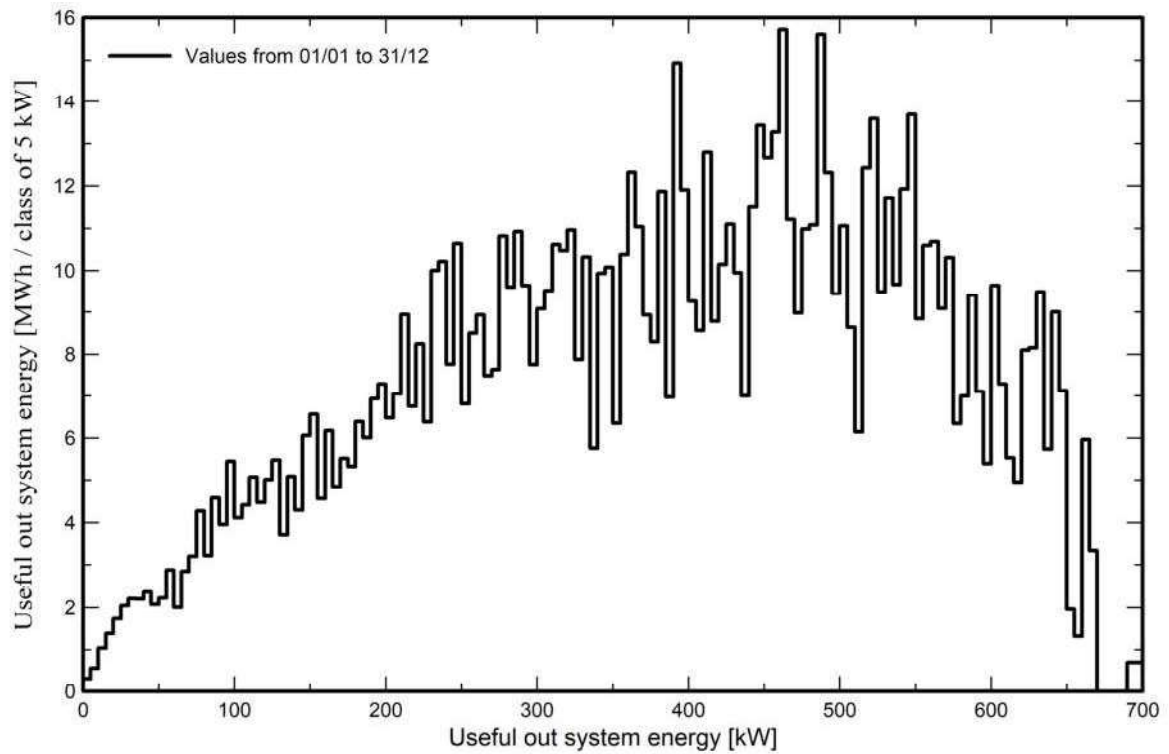


Predef. graphs

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système





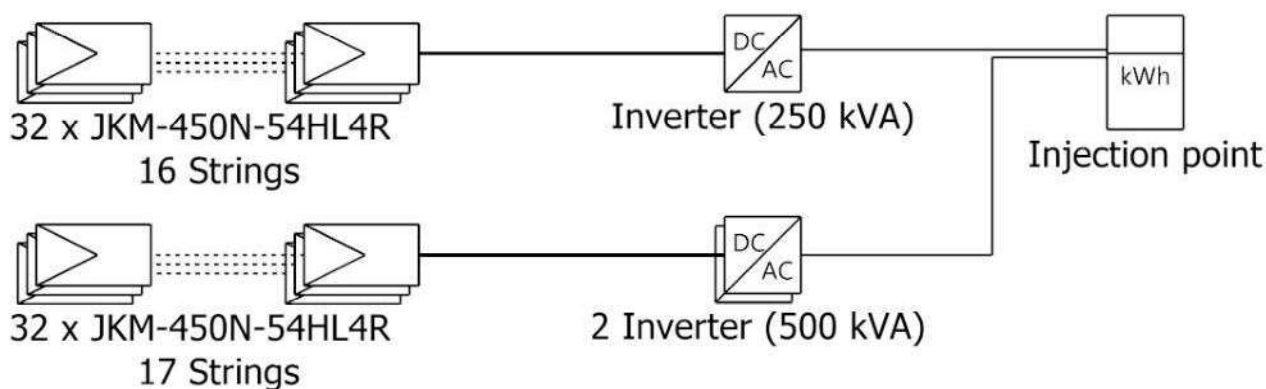
PVsyst V7.4.8

VC3, Simulation date:

27/09/24 09:26

with V7.4.8

Single-line diagram



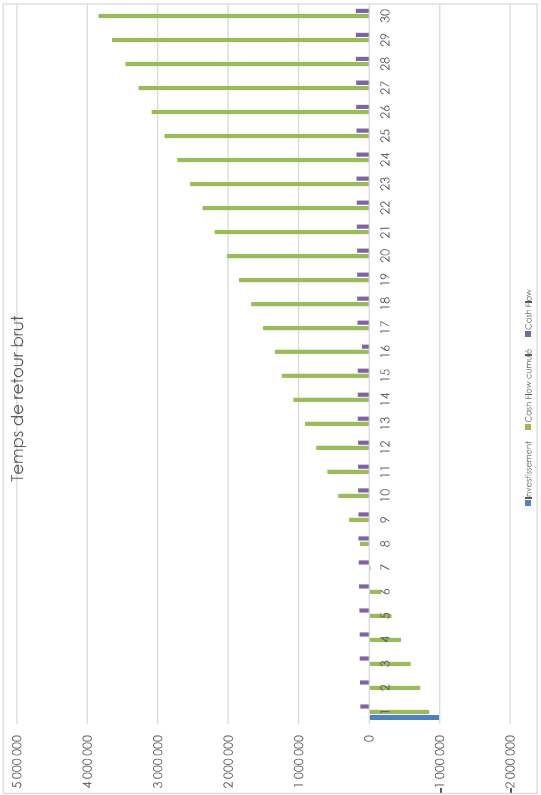
PV module	JKM-450N-54HL4R
Inverter	SG250-HX
String	32 x JKM-450N-54HL4R

HOPITAL ST GAUDENS

Bet Ramat (France)

VC3 : CENTRALE AU SOL - 720 KWC

27/09/24

[illegible]

Tiger Neo N-type 54HL4R-(V) 425-450 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

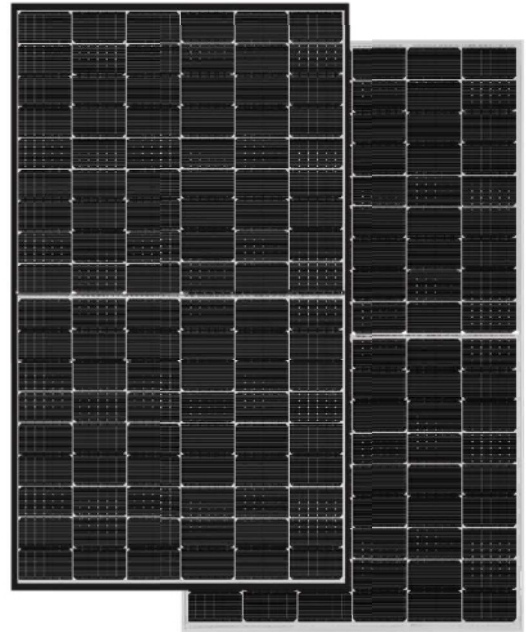
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



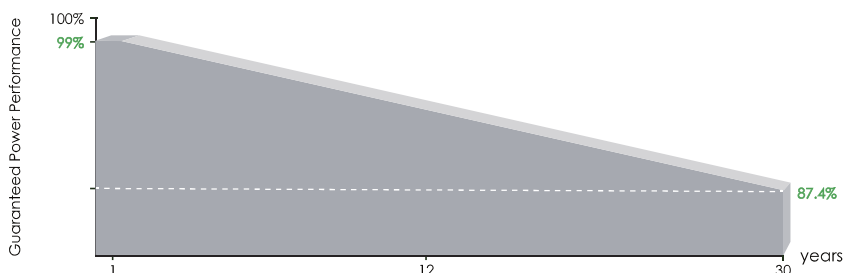
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (4000 Pascal) and snow load (6000 Pascal).



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

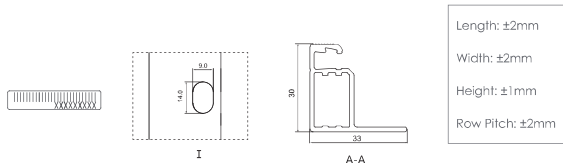
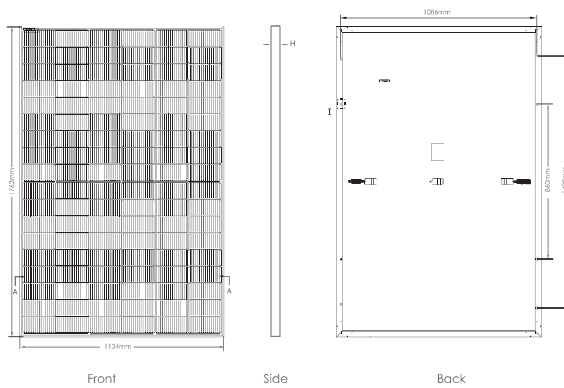


15 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

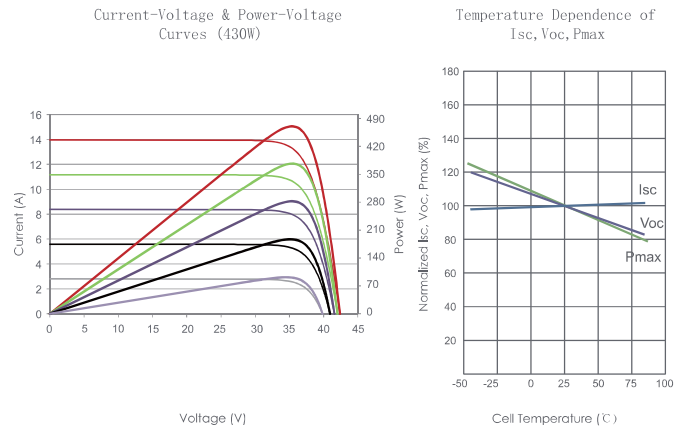


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 (2×54)
Dimensions	1762×1134×30mm (69.36×44.65×1.18 inch)
Weight	22 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM425N-54HL4R		JKM430N-54HL4R		JKM435N-54HL4R		JKM440N-54HL4R		JKM445N-54HL4R		JKM450-54HL4R		
	JKM425N-54HL4R-V		JKM430N-54HL4R-V		JKM435N-54HL4R-V		JKM440N-54HL4R-V		JKM445N-54HL4R-V		JKM450N-54HL4R-V		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp	320Wp	430Wp	323Wp		435Wp	327Wp	440Wp	331Wp	445Wp	335Wp	450Wp	338Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	32.18V	29.99V	32.38V	30.10		32.59V	30.33	32.81V	30.56V	33.02V	30.76V	33.21V	30.90V
Maximum Power Current (Imp)	13.21A	10.67A	13.28A	10.73A		13.35A	10.78A	13.41A	10.83A	13.48A	10.89A	13.55A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.75V	36.81	38.95V	37.00V		39.16V	37.20V	39.38V	37.41V	39.59V	37.61V	39.78V	37.79V
Short-circuit Current (Isc)	13.66A	11.03A	13.73A	11.09A		13.80A	11.14A	13.86A	11.19A	13.93A	11.25A	14.00A	11.30A
Module Efficiency STC (%)	21.27%		21.52%		21.77%		22.02%		22.27%		22.52%		
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C												
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)												
Maximum series fuse rating	25A												
Power tolerance	0~+3%												
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C												
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C												
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C												
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C												

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW
Clean power for all



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

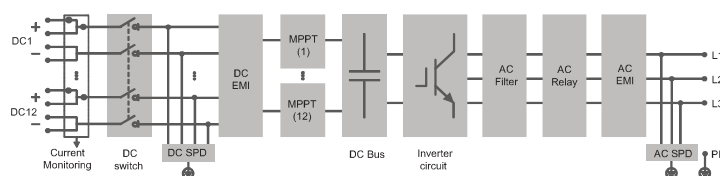
LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

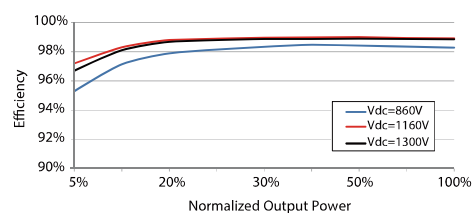
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I_n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: HOPITAL SAINT GAUDENS OMBRIERE

Variant: 1119 modules de 440Wc 4 onduleur de 100 kVA

No 3D scene defined, no shadings

System power: 492 kWp

Saint-Gaudens - France

5.2. Complément d'étude de faisabilité sur Installation en ombrières

Auteur

Bet Ramat (France)



Project: HOPITAL SAINT GAUDENS OMBRIERE

Variant: 1119 modules de 440Wc 4 onduleur de 100 kVA

PVsyst V7.3.4

VC3. Simulation date:
13/06/23 11:55
with v7.3.4

Bet Ramat (France)

Project summary

Geographical Site

Saint-Gaudens
France

Situation

Latitude 43.11 °N
Longitude 0.71 °E
Altitude 408 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Saint-Gaudens

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100 % - Synthétique

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed planes 2 orientations
Tilts/azimuths 7 / -45 °
7 / 45 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
MODELE PV SYST.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 1119 units
Pnom total 492 kWp

Inverters

Nb. of units 4 units
Pnom total 400 kWac
Pnom ratio 1.231

Results summary

Produced Energy	651980 kWh/year	Specific production	1324 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.23 %
Used Energy	3416094 kWh/year			Solar Fraction SF	19.01 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11
Single-line diagram	12



Project: HOPITAL SAINT GAUDENS OMBRIERE

Variant: 1119 modules de 440Wc 4 onduleur de 100 kVA

PVsyst V7.3.4

VC3. Simulation date:

13/06/23 11:55

with v7.3.4

Bet Ramat (France)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed planes 2 orientations

Tilts/azimuths 7 / -45 °
7 / 45 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteorom

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file

MODELE PV SYST.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
343197	292778	311310	287452	267957	259714	283687	285600	250256	251787	277535	304822	3416094	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Jinkosolar

Model

JKM-440N-60HC

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

440 Wp

Number of PV modules

1119 units

Nominal (STC)

492 kWp

Inverter

Manufacturer

Huawei Technologies

Model

SUN2000-100KTL-M2-400Vac

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

100 kWac

Number of inverters

4 units

Total power

400 kWac

Array #1 - Ond1 Ch1

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

7/-45 °

Number of PV modules

96 units

Nominal (STC)

42.2 kWp

Modules

4 Strings x 24 In series

Number of inverters

4 * MPPT 9% 0.3 unit

Total power

34.4 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp

39.1 kWp

U mpp

749 V

I mpp

52 A

Operating voltage

200-1000 V

Max. power (=>33°C)

110 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.23

Array #2 - Ond1 Ch2

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

7/-45 °

Number of PV modules

69 units

Nominal (STC)

30.4 kWp

Modules

3 Strings x 23 In series

Number of inverters

3 * MPPT 8% 0.2 unit

Total power

24.7 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp

28.09 kWp

U mpp

718 V

I mpp

39 A

Operating voltage

200-1000 V

Max. power (=>33°C)

110 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.23

Array #3 - Ond1 Ch3

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

7/-45 °

Number of PV modules

92 units

Nominal (STC)

40.5 kWp

Modules

4 Strings x 23 In series

Number of inverters

2 * MPPT 16% 0.3 unit

Total power

33.0 kWac



PV Array Characteristics

At operating cond. (50°C)

Pmpp	37.5 kWp
U mpp	718 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #4 - Ond1 Ch4

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-45 °
Number of PV modules	22 units
Nominal (STC)	9.68 kWp
Modules	1 String x 22 In series

Number of inverters	1 * MPPT 8% 0.1 unit
Total power	7.9 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	8.96 kWp
U mpp	687 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #5 - Ond2 Ch1

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-45 °
Number of PV modules	96 units
Nominal (STC)	42.2 kWp
Modules	4 Strings x 24 In series

Number of inverters	4 * MPPT 9% 0.3 unit
Total power	34.4 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	39.1 kWp
U mpp	749 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #6 - Ond2 Ch2

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-45 °
Number of PV modules	69 units
Nominal (STC)	30.4 kWp
Modules	3 Strings x 23 In series

Number of inverters	3 * MPPT 8% 0.2 unit
Total power	24.7 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	28.09 kWp
U mpp	718 V
I mpp	39 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #7 - Ond2 Ch3

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-45 °
Number of PV modules	92 units
Nominal (STC)	40.5 kWp
Modules	4 Strings x 23 In series

Number of inverters	2 * MPPT 16% 0.3 unit
Total power	33.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	37.5 kWp
U mpp	718 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #8 - Ond2 Ch4

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-45 °
Number of PV modules	22 units
Nominal (STC)	9.68 kWp
Modules	1 String x 22 In series

Number of inverters	1 * MPPT 8% 0.1 unit
Total power	7.9 kWac



PV Array Characteristics

At operating cond. (50°C)

Pmpp	8.96 kWp
U mpp	687 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #9 - Ond3 Ch1

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	22 units
Nominal (STC)	9.68 kWp
Modules	1 String x 22 In series

Number of inverters	1 * MPPT 15% 0.1 unit
Total power	14.5 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	8.96 kWp
U mpp	687 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	0.67

Array #10 - Ond3 Ch2

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	22 units
Nominal (STC)	9.68 kWp
Modules	1 String x 22 In series

Number of inverters	1 * MPPT 7% 0.1 unit
Total power	7.3 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	8.96 kWp
U mpp	687 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.33

Array #11 - Ond3 Ch3

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	22 units
Nominal (STC)	9.68 kWp
Modules	1 String x 22 In series

Number of inverters	1 * MPPT 7% 0.1 unit
Total power	7.3 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	8.96 kWp
U mpp	687 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.33

Array #12 - Ond3 Ch4

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	96 units
Nominal (STC)	42.2 kWp
Modules	4 Strings x 24 In series

Number of inverters	4 * MPPT 8% 0.3 unit
Total power	31.7 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	39.1 kWp
U mpp	749 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.33

Array #13 - Ond3 Ch5

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	96 units
Nominal (STC)	42.2 kWp
Modules	4 Strings x 24 In series

Number of inverters	2 * MPPT 16% 0.3 unit
Total power	31.7 kWac



PV Array Characteristics

At operating cond. (50°C)

Pmpp	39.1 kWp
U mpp	749 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.33

Array #14 - Ond3 Ch6

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	23 units
Nominal (STC)	10.12 kWp
Modules	1 String x 23 In series

Number of inverters	1 * MPPT 8% 0.1 unit
Total power	7.6 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	9.36 kWp
U mpp	718 V
I mpp	13 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.33

Array #15 - Ond4 Ch1

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	184 units
Nominal (STC)	81.0 kWp
Modules	8 Strings x 23 In series

Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Total power	65.7 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	74.9 kWp
U mpp	718 V
I mpp	104 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Array #16 - Ond4 Ch2

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/45 °
Number of PV modules	96 units
Nominal (STC)	42.2 kWp
Modules	4 Strings x 24 In series

Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Total power	34.3 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	39.1 kWp
U mpp	749 V
I mpp	52 A

Operating voltage	200-1000 V
Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.23

Total PV power

Nominal (STC)	492 kWp
Total	1119 modules
Module area	2415 m²

Total inverter power

Total power	400 kWac
Nb. of inverters	4 units
	0.0 unused
Pnom ratio	1.23
Power sharing defined	

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------



Array losses

Module mismatch losses

Array #1 - Ond1 Ch1

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #2 - Ond1 Ch2

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #3 - Ond1 Ch3

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #4 - Ond1 Ch4

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #5 - Ond2 Ch1

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #6 - Ond2 Ch2

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #7 - Ond2 Ch3

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #8 - Ond2 Ch4

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #9 - Ond3 Ch1

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #10 - Ond3 Ch2

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #11 - Ond3 Ch3

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #12 - Ond3 Ch4

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #13 - Ond3 Ch5

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #14 - Ond3 Ch6

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #15 - Ond4 Ch1

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Array #16 - Ond4 Ch2

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance

10 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Array #1 - Ond1 Ch1

Global array res. 234 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Ond1 Ch3

Global array res. 224 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Ond2 Ch1

Global array res. 234 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Ond1 Ch2

Global array res. 299 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Ond1 Ch4

Global array res. 859 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Ond2 Ch2

Global array res. 299 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.3.4

VC3. Simulation date:
13/06/23 11:55
with v7.3.4

Bet Ramat (France)

DC wiring losses

Array #7 - Ond2 Ch3

Global array res. 224 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Ond3 Ch1

Global array res. 859 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Ond3 Ch3

Global array res. 859 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Ond3 Ch5

Global array res. 234 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - Ond4 Ch1

Global array res. 112 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Ond2 Ch4

Global array res. 859 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Ond3 Ch2

Global array res. 859 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Ond3 Ch4

Global array res. 234 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - Ond3 Ch6

Global array res. 898 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - Ond4 Ch2

Global array res. 234 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.13 % at STC

Inverter: SUN2000-100KTL-M2-400Vac

Wire section (4 Inv.) Copper 4 x 3 x 70 mm²
Average wires length 6 m



Project: HOPITAL SAINT GAUDENS OMBRIERE

Variant: 1119 modules de 440Wc 4 onduleur de 100 kVA

PVsyst V7.3.4

VC3. Simulation date:

13/06/23 11:55

with v7.3.4

Bet Ramat (France)

Main results

System Production

Produced Energy 651980 kWh/year

Used Energy 3416094 kWh/year

Specific production

1324 kWh/kWp/year

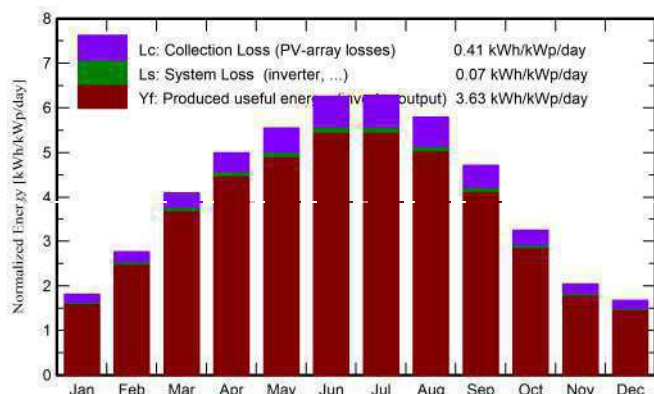
Perf. Ratio PR

88.23 %

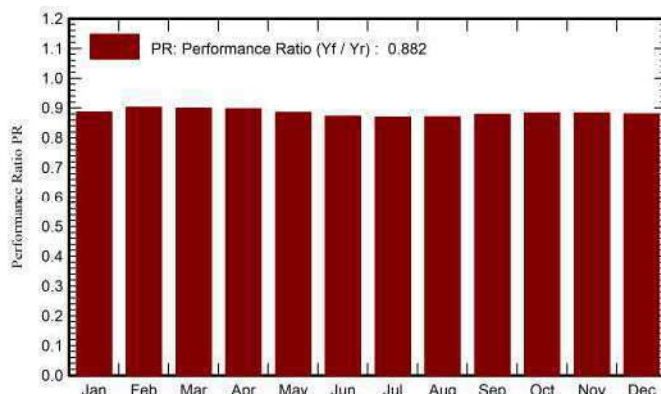
Solar Fraction SF

19.01 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	49.4	19.83	4.67	56.3	51.5	25044	343197	24561	-7	318637
February	70.6	29.68	5.26	77.5	72.4	35114	292778	34430	-6	258348
March	119.8	46.66	8.59	127.2	120.3	57521	311310	56354	-5	254956
April	145.6	69.02	10.86	150.0	142.5	67656	287452	66210	68	221242
May	170.5	82.51	14.29	172.1	163.7	76612	267957	74478	562	193479
June	187.1	73.17	18.31	187.8	179.1	82386	259714	79519	1174	180195
July	193.2	85.24	20.37	194.8	185.8	85087	283687	83097	276	200589
August	175.5	69.92	20.27	179.8	171.4	78642	285600	76831	220	208768
September	134.8	54.26	16.73	141.5	134.1	62502	250256	61063	201	189193
October	92.6	34.68	13.43	100.7	94.5	44669	251787	43800	-6	207987
November	55.0	25.06	7.80	61.3	56.6	27204	277535	26683	-6	250851
December	45.6	23.19	5.26	51.9	47.2	22914	304822	22490	-7	282332
Year	1439.8	613.21	12.20	1500.8	1419.0	665350	3416094	649517	2463	2766578

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid



Project: HOPITAL SAINT GAUDENS OMBRIERE

Variant: 1119 modules de 440Wc 4 onduleur de 100 kVA

PVsyst V7.3.4

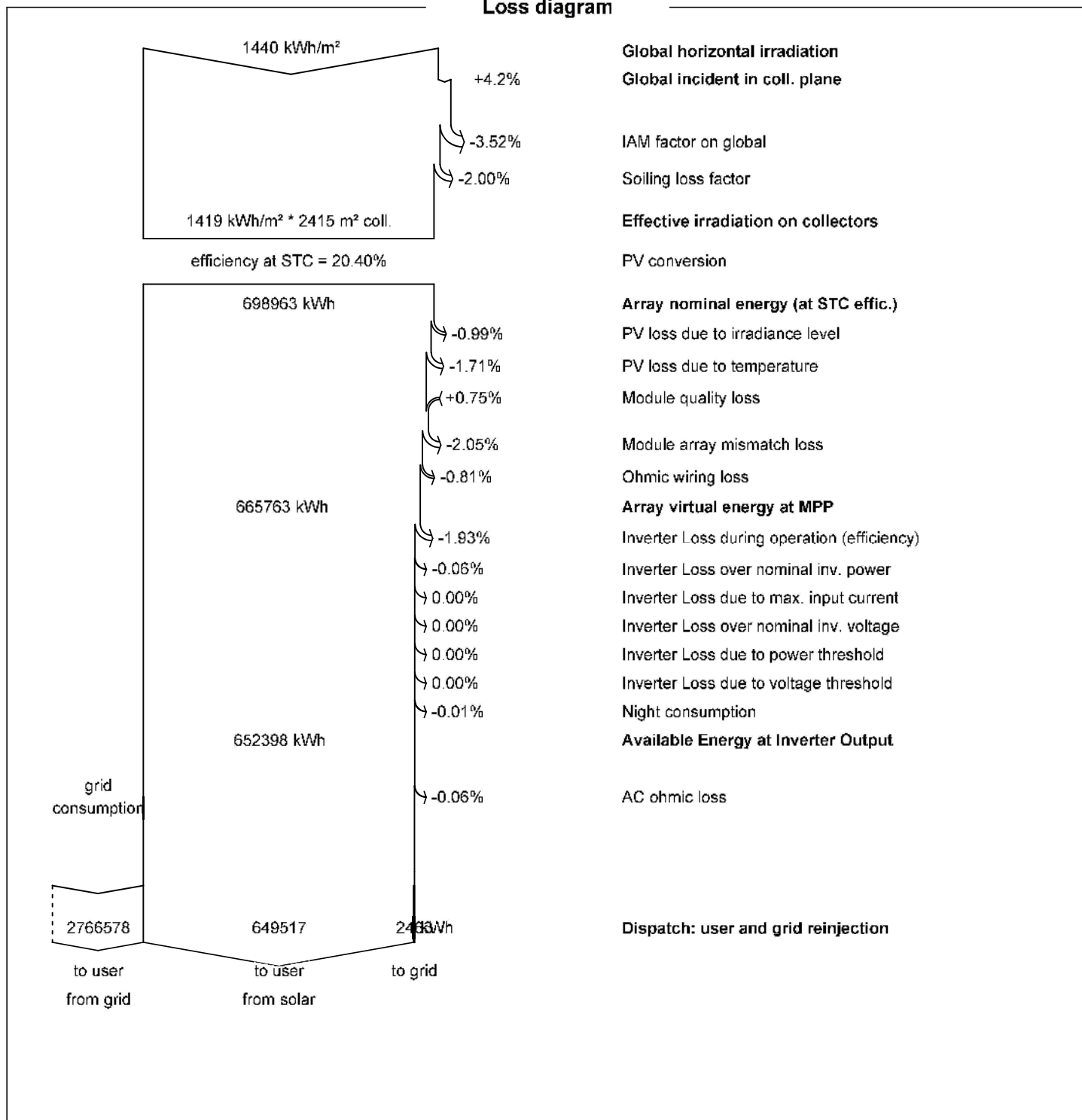
VC3. Simulation date:

13/06/23 11:55

with v7.3.4

Bet Ramat (France)

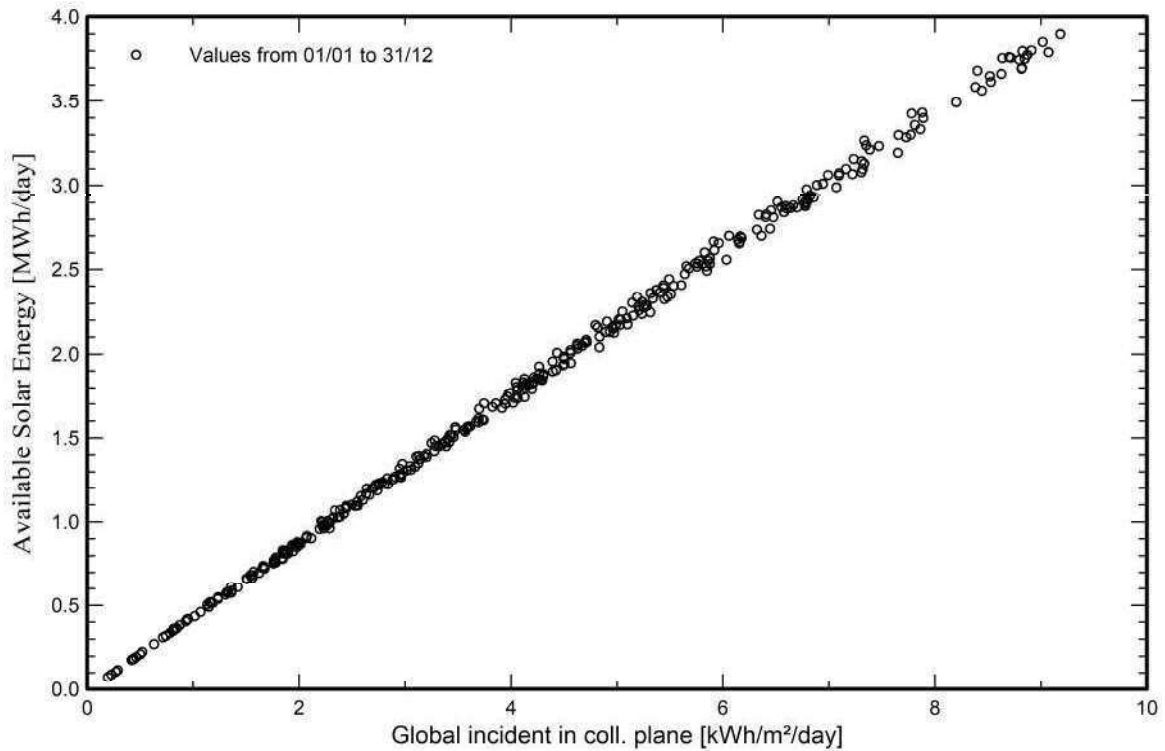
Loss diagram



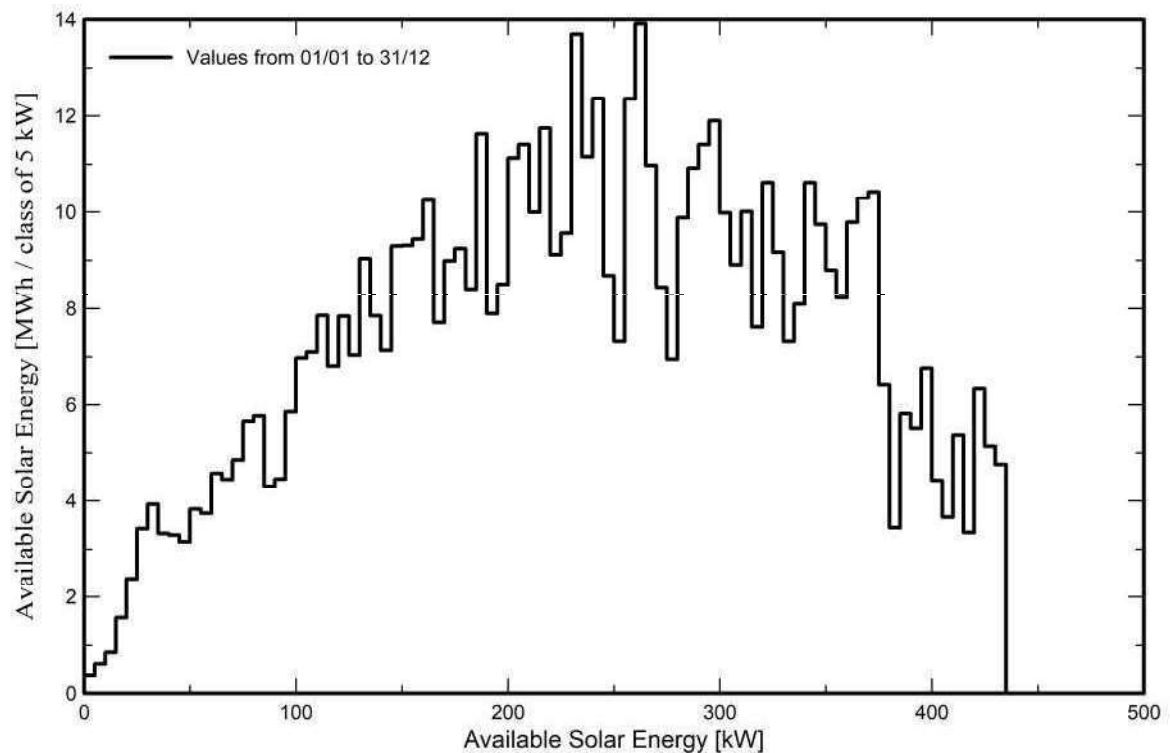


Predef. graphs

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système





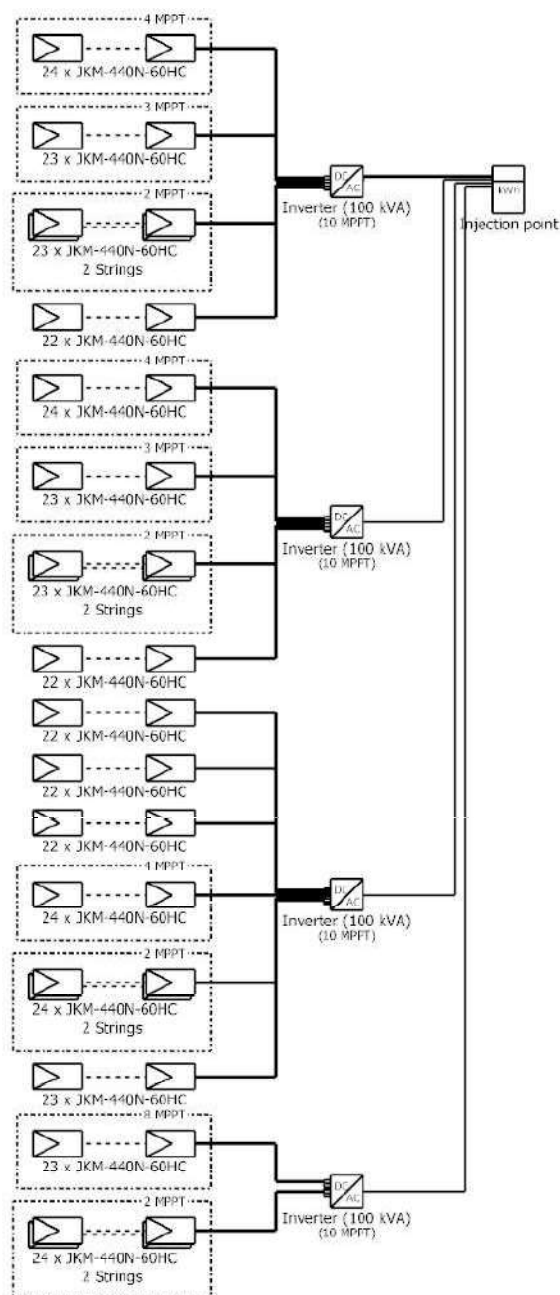
PVsyst V7.3.4

VC3. Simulation date:

13/06/23 11:55

with v7.3.4

Single-line diagram



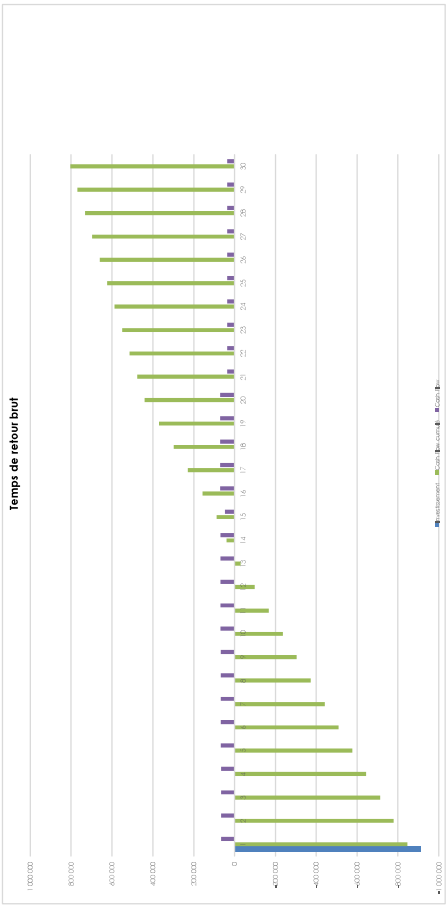
PV module	JKM-440N-60HC
Inverter	SUN2000-100KTL-M2-400Vac
String 1	24 x JKM-440N-60HC
String 2	23 x JKM-440N-60HC
String 3	22 x JKM-440N-60HC

HOPITAL SAINT GAUDENS OMB
RIERE

Bet Ramat (France)

VC3 : 1119 modules de 440Wc 4 ondul
eur de 100 kVA

13/06/23

[illegible]

Année de référence		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison		Année de comparaison</	
--------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	----------------------	--	------------------------	--