



**energyys**

ingénierie du bâtiment

# Installation photovoltaïque Piscine Communale de Tramelan, Château 30, 2720 Tramelan

## Descriptif de projet

le 23 mai 2024, version 01



Personne de contact :

Nicolas Ravanel Charlet

Rue Chandigarh 4

CH-2300 La Chaux-de-Fonds

[Nicolas.ravanelcharlet@energyys.ch](mailto:Nicolas.ravanelcharlet@energyys.ch)

+41 78 241 25 67

## Table des matières

1.	CAHIER DES CHARGES	4
1.1	Analyse du projet	4
1.2	Analyse des bâtiments	4
2.	CONCEPT	10
2.1	Planification solaire	10
2.2	Planification annexe	14
3.	SIMULATION	18
3.1	Production solaire	18
3.2	Autoconsommation	19
4.	BUDGET	20
4.1	Investissement	20
4.2	Frais d'entretien	21
4.3	Déduction fiscale	22
4.4	Amortissement	22
5.	CONCLUSION	24
6.	ANNEXES	25

## Abréviations

CVC	Chauffage-Ventilation-Climatisation
kWc	Puissance de crête en kilowatt
kWh	Énergie en kilowattheure
PV	Photovoltaïque
STT	Services Techniques de Tramelan
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution d'énergie : exemple BKW
RCP	Regroupement de Consommation Propre
CA	Communauté d'Autoconsommation
EPI	Équipements de Protection Individuelle



## Table des Illustrations

Figure 1 - Château 30,30a.....	4
Figure 2 - Château 32 et 34.....	5
Figure 3 - Évaluation du potentiel solaire des toitures (Sonnendach.ch).....	5
Figure 4 - Répartition de la consommation en % par jour, mois et année.....	6
Figure 5 - Relevés météorologiques du site de Tramelan.....	7
Figure 6 - Irradiation globale horizontale de la Suisse (World Bank – Global Solar Atlas).....	7
Figure 7 - Masque solaire du site et ombrages lointains.....	8
Figure 8 - Sous-couverture contenant probablement de l'amiante.....	9
Figure 9 - Aperçu des bâtiments, des obstacles, de la disposition des panneaux.....	10
Figure 10 - Modélisation 3D de Château 30.....	11
Figure 11 - Ombrages des panneaux de Château 30.....	11
Figure 12 - Calepinage électrique des panneaux - Château 30.....	12
Figure 13 - Modélisation 3D de Château 32.....	12
Figure 14 - Ombrages des panneaux de Château 32.....	12
Figure 15 - Modélisation 3D de Château 32 et 34.....	13
Figure 16 - Ombrages des panneaux de Château 34.....	13
Figure 17 - Tableau électrique.....	14
Figure 18 - Plan de situation de la tranchée.....	14
Figure 19 - Cheminement des câbles AC.....	15
Figure 20 - Affichage Supervision Solar Log.....	16
Figure 21 - Mesures selon art. 46 de l'OTConst (SUVA 44096).....	17
Figure 22 – Évolution mensuelle de la production PV et de la consommation.....	19
Figure 23 - Évolution des flux économiques de la variante 1.....	23



# 1. CAHIER DES CHARGES

## 1.1 Analyse du projet

Dans le cadre des études de faisabilité communales de 2023, le site de la piscine a été évalué. À la suite des bons résultats observés, les Services Techniques de Tramelan (STT) ont mandaté ENERGYS pour l'étude et la planification d'une installation solaire photovoltaïque (PV) sur les différentes toitures de la piscine communale.

Le rapport ci-présent correspond à la phase 32 SIA «Projet de l'ouvrage». Ce rapport regroupe notamment :

- Évaluation précise de la production solaire basée sur un modèle 3D des ombrages et un calepinage réaliste,
- Évaluation budgétaire de l'installation à plus ou moins 10%
- Prise en compte des obstacles techniques pour le raccordement de l'installation, la sécurité lors des travaux et de la maintenance future de l'installation

## 1.2 Analyse des bâtiments

Le site de la piscine est composé de plusieurs bâtiments avec différentes caractéristiques et occupations. Il est possible de distinguer deux groupes sur le site.

### Château 30,30a

Ce bâtiment accueillant la buvette, les locaux techniques et des zones de stockages a été construit entre 1996 et 2000, les principales caractéristiques de la toiture sont :

- Toiture plate,
- Couverture en gravier,
- Quelques obstacles en toitures : cheminée, verrière,
- Aucun accès direct sur la toiture par l'intérieur,
- Aucune sécurisation permanente,
- Aucun paratonnerre,



Figure 1 - Château 30,30a

En 2021, un couvert a été construit pour la buvette, sa couverture est en Neocrylit.

Le chauffage de l'eau et des locaux se fait à l'aide d'une chaudière à mazout. Comme la piscine est ouverte en été uniquement, les bâtiments sont conservés hors gel durant la période hivernale.

## Château 32 et 34

Ces deux bâtiments sont les plus anciens du site, ils ont été construits entre 1971 et 1980, les principales caractéristiques des toitures sont :

- Toiture inclinée ,
- Couverture en tuiles en terre cuite,
- Aucun accès direct sur la toiture par l'intérieur,
- Aucun obstacle en toiture,
- Aucune sécurisation permanente,
- Aucun paratonnerre,



Figure 2 - Château 32 et 34

Le bâtiment 32 est utilisé en tant que guichet de vente et d'accueil, tandis que le bâtiment 34 est occupé pour les vestiaires. Une rénovation intérieure des vestiaires est prévue.

Aucun système de chauffage fixe n'est installé dans ces bâtiments. Quelques radiateurs d'appoint sont présents dans le bâtiment 32, mais ceux-ci uniquement dans le but de maintien hors gel durant la période hivernale.

## Potentiel solaire – Toitsolaire

Selon l'outil d'analyse de l'Office fédéral de l'énergie et de l'environnement OFEN, il est possible de déterminer le potentiel solaire des bâtiments existants, voici les estimations :

- Le pan sud du bâtiment 32 présente un potentiel « excellent »,
- Le pan sud du bâtiment 34 présente un potentiel « excellent et très bon »,
- La toiture plate du bâtiment 30 présente un potentiel « très bon ».



Figure 3 - Évaluation du potentiel solaire des toitures (Sonnendach.ch)

Ces évaluations justifient l'intérêt du potentiel solaire présent sur ce site.

## Consommation électrique

Les données des consommations de l'année 2021 ont été fournies grâce à une étude d'avant-projet réalisé par SACEN. Étant donné qu'il y a plusieurs compteurs (piscine, buvette, manifestation), il n'est pas possible de savoir si cette consommation correspond uniquement à celle de la piscine. Il est prévu que seule la piscine bénéficie de la production solaire afin de ne pas créer de RCP ou de CA inutilement.

La consommation annuelle s'élève en moyenne à 111 MWh.

À partir de cette courbe de charges, les tendances horaires, hebdomadaires et mensuelles ont été générées :

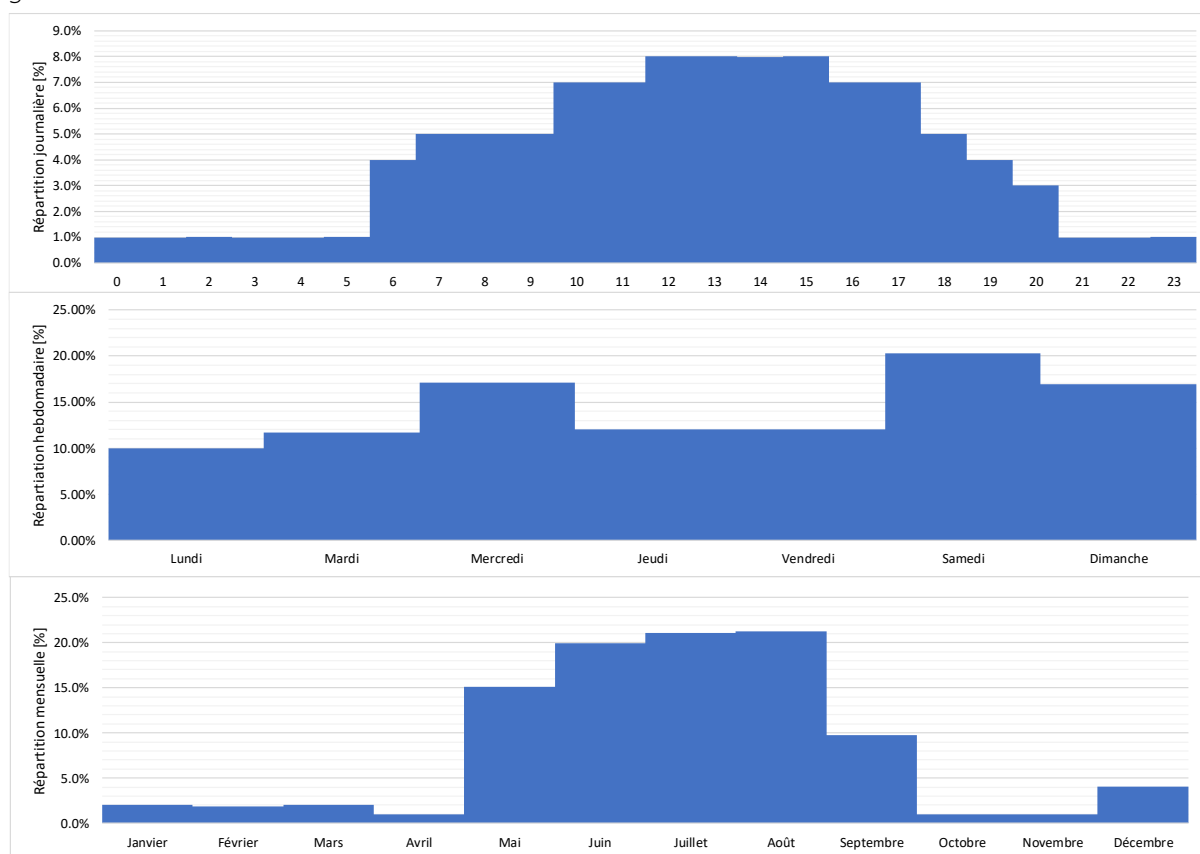


Figure 4 - Répartition de la consommation en % par jour, mois et année

Le profil de consommation de la piscine est un profil idéal vis-à-vis de la production solaire. En effet, lors de la plus grande production estivale, la consommation est à son maximum. Puis en hiver, sa production est présente, mais la consommation est très faible.

## Irradiation solaire

Le site est planifié sous les relevés météorologiques du site (source Meteonorm 8.1) avec les valeurs suivantes.

	<b>Irradiation globale horizontale</b>	<b>Irradiation diffuse horizontale</b>	<b>Température</b>	<b>Vitesse du vent</b>	<b>Turbidité Linke</b>	<b>Humidité relative</b>
	kWh/m <sup>2</sup> /mois	kWh/m <sup>2</sup> /mois	°C	m/s	[-]	%
Janvier	35.6	19.1	0.2	3.30	2.259	74.8
Février	54.5	25.1	-0.2	3.30	2.434	74.8
Mars	98.9	47.0	3.4	3.38	2.736	72.3
Avril	131.6	69.0	7.0	3.09	3.040	70.6
Mai	156.1	75.7	10.8	3.01	3.135	72.7
Juin	174.2	80.4	14.8	2.80	3.043	72.6
Juillet	176.9	81.2	16.4	2.80	2.949	71.2
Août	151.7	66.3	15.8	2.59	2.872	73.4
Septembre	109.7	55.2	11.9	2.80	2.736	79.1
Octobre	70.5	34.4	8.9	2.79	2.614	78.6
Novembre	39.2	21.3	4.0	2.99	2.409	78.1
Décembre	29.2	16.8	1.3	3.20	2.264	75.2
<b>Année</b>	<b>1228.1</b>	<b>591.5</b>	<b>7.8</b>	<b>3.0</b>	<b>2.708</b>	<b>74.5</b>

Figure 5 - Relevés météorologiques du site de Tramelan

C'est l'irradiation globale horizontale qui déterminera principalement le potentiel solaire. La moyenne suisse pour l'irradiation globale est 1226 kWh/m<sup>2</sup>. À Tramelan, la valeur est de 1228 kWh/m<sup>2</sup>, ce qui est légèrement supérieur à la valeur de la moyenne suisse.

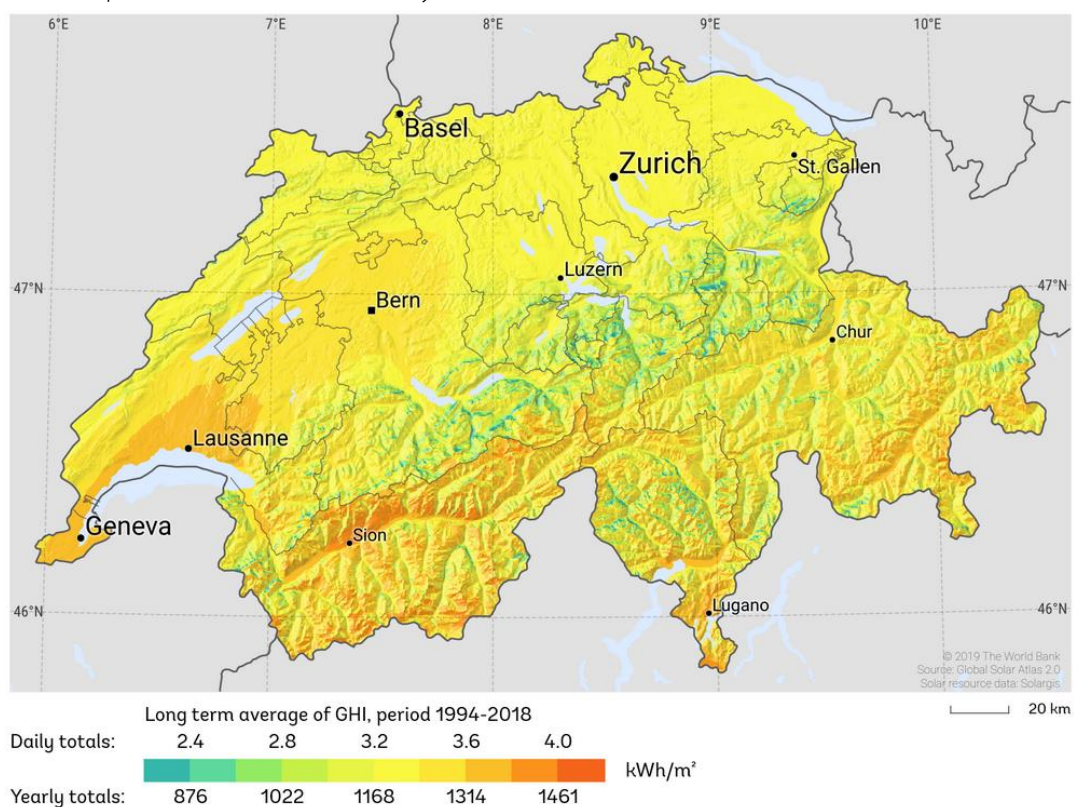


Figure 6 - Irradiation globale horizontale de la Suisse (World Bank – Global Solar Atlas)



## Masque solaire

Le faible relief des alentours n'affecte que très légèrement l'irradiation, notamment dans la période hivernale.

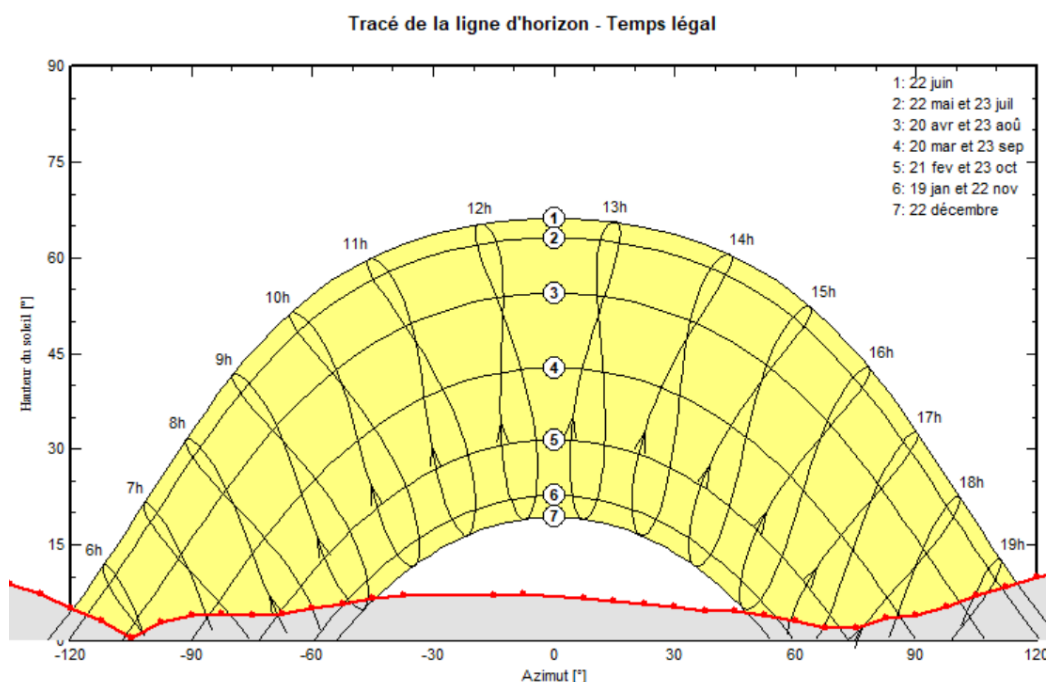


Figure 7 - Masque solaire du site et ombrages lointains

## Statique des bâtiments

Lors de la pose d'une installation solaire sur une toiture, une surcharge est à prendre en compte. Celle-ci dépend du type de toiture :

- Toiture plate : une surcharge d'environ  $25 \text{ kg/m}^2$  est à prendre en compte. Cette surcharge varie en fonction du lestage qui est possible (avec gravier et/ou avec plots en béton).
- Toiture inclinée : la surcharge est estimée à  $15 \text{ kg/m}^2$ .

Il est important de faire valider cette surcharge auprès d'un ingénieur civil avant l'implantation de la centrale solaire.

## Étanchéité

Pour Château 30 (toiture plate), la toiture a été rénovée dernièrement, à priori il n'y a pas de problème d'étanchéité.

Pour Château 32 et 34, la toiture étant plus âgée, il est recommandé de demander l'avis d'un couvreur afin de vérifier son bon état.

## Tenue dynamique

La tenue dynamique permet d'éviter un soulèvement, voir un arrachement des installations solaires des toits. Les fixations des installations dépendent de la nature des toitures. La valeur de référence de la pression dynamique selon SIA 261:2020 :  **$0.9 \text{ kN/m}^2$**

Il sera de la responsabilité du fournisseur de charger ponctuellement les structures de poids complémentaires, si nécessaire, afin d'éviter tout soulèvement, glissement ou basculement.





## Amiante

La sous-couverture de la toiture des vestiaires (Château 32 et 34) est couverte par des plaques qui sont à priori porteuses d'amiante.

Aucun test en laboratoire n'a été effectué, mais il semblerait visuellement que ces plaques contiennent de l'amiante.

D'après les recommandations de la SUVA, il faut à minima porter les EPI suivants :

- Un masque de protection respiratoire de la classe FFP3
- Combinaison anti-poussière à usage unique de catégorie 3, type 5/6,
- Chaussures de sécurité (lavage après usage),
- Au besoin, casque et lunettes de protection (lavage après usage).

Les recommandations complètes sont disponibles sur le site de la SUVA et sur les fiches thématiques<sup>1</sup>.

Pour ces bâtiments, puisque les toitures ne sont pas en plaques de fibrociment, mais en tuiles. Le percement des plaques amiantées étant dans la sous-couverture, la dispersion de poussière est moins forte. De plus, la réalisation se fera en extérieur, dans un espace ouvert, cela vient donc limiter les risques. Néanmoins, l'évaluation de l'équipement nécessaire vis-à-vis de l'amiante sera à la responsabilité de l'installateur solaire.

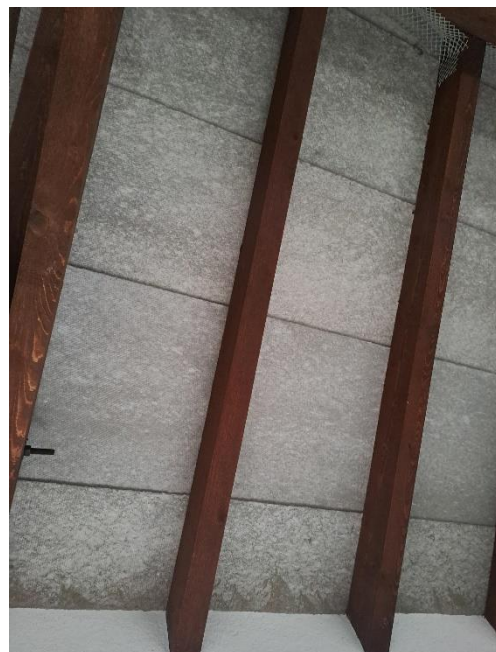


Figure 8 - Sous-couverture contenant probablement de l'amiante

---

<sup>1</sup> Fiche thématique : [Installations sur toitures en fibrociment amianté](#)

## 2. CONCEPT

### 2.1 Planification solaire

Aucun plan des bâtiments n'est disponible, la modélisation a été réalisée à l'aide de la carte de la confédération, et des photos faites sur site. Les panneaux seront disposés sur les pans *sud-est* des bâtiments 32 et 34, puis en *est-ouest* sur la toiture plate.

Pour une projection à l'échelle, les éléments suivants ont été intégrés à la réflexion :

- Puissance unitaire des panneaux de 445 Wc aux dimensions de 1.762m x 1.134m
- Panneaux sans optimiseurs de puissances
- Les obstacles à proximités, arbres, sorties en toitures

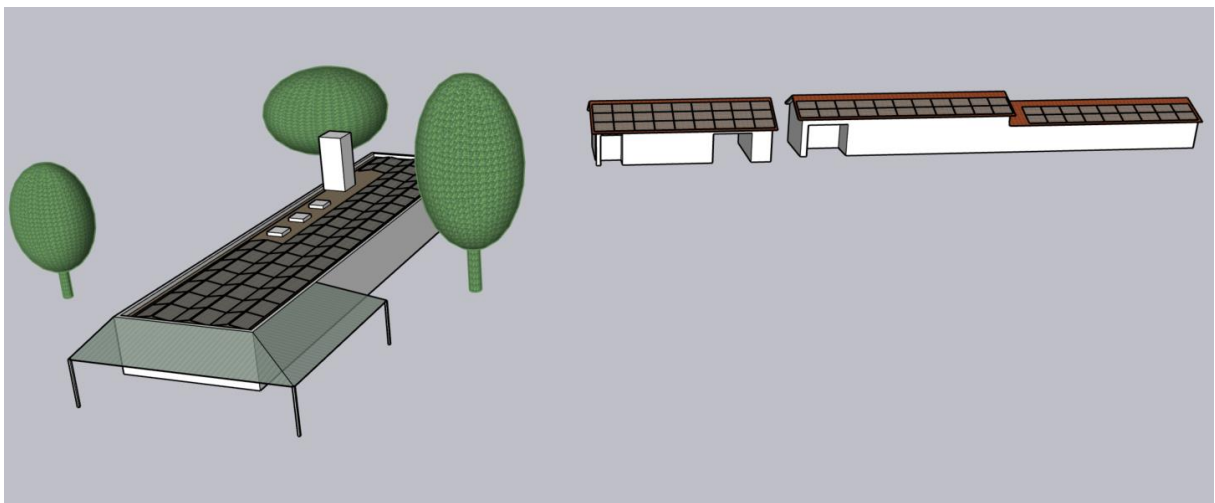


Figure 9 - Aperçu des bâtiments, des obstacles, de la disposition des panneaux.

L'implantation proposée permet de l'optimisation de toutes les toitures.

## Ombrages proches

Une simulation en 3D a été réalisée pour chacune des variantes permettant d'évaluer l'effet des ombrages proches sur les panneaux.

*Simulation de Château 30*

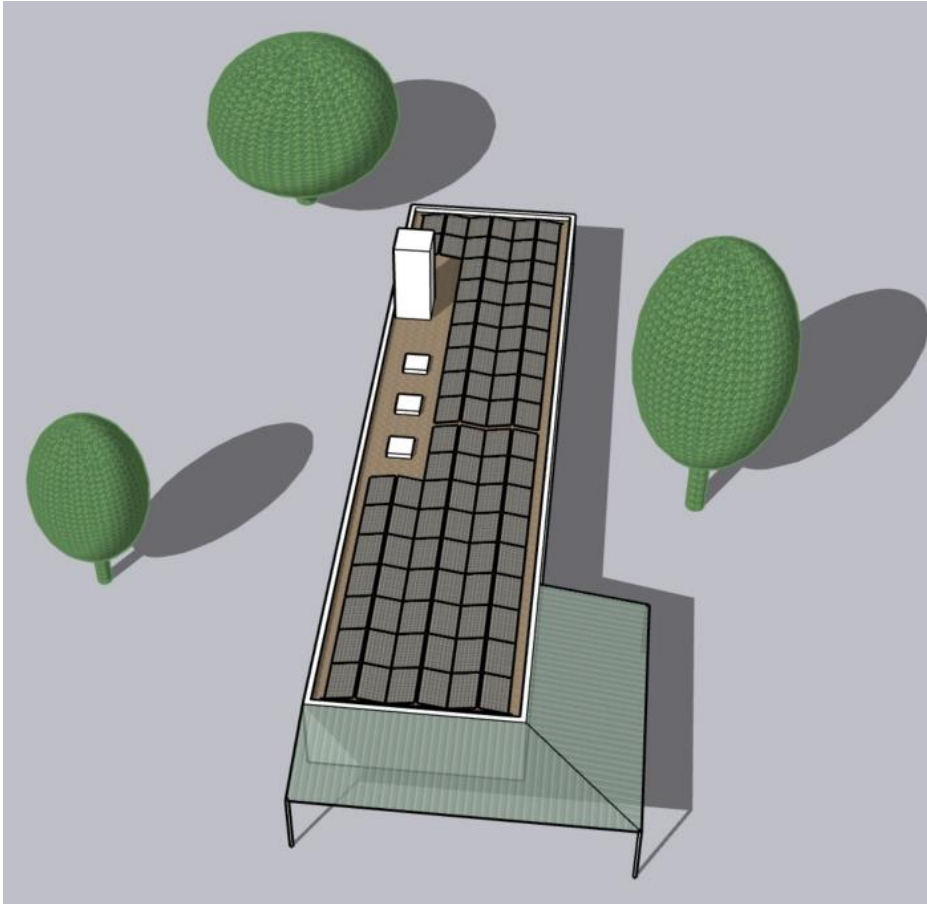


Figure 10 - Modélisation 3D de Château 30

Avec la simulation sur le logiciel PVSystem, les graphiques d'ombrages suivants sont obtenus permettant de visualiser l'effet des ombrages sur les panneaux.

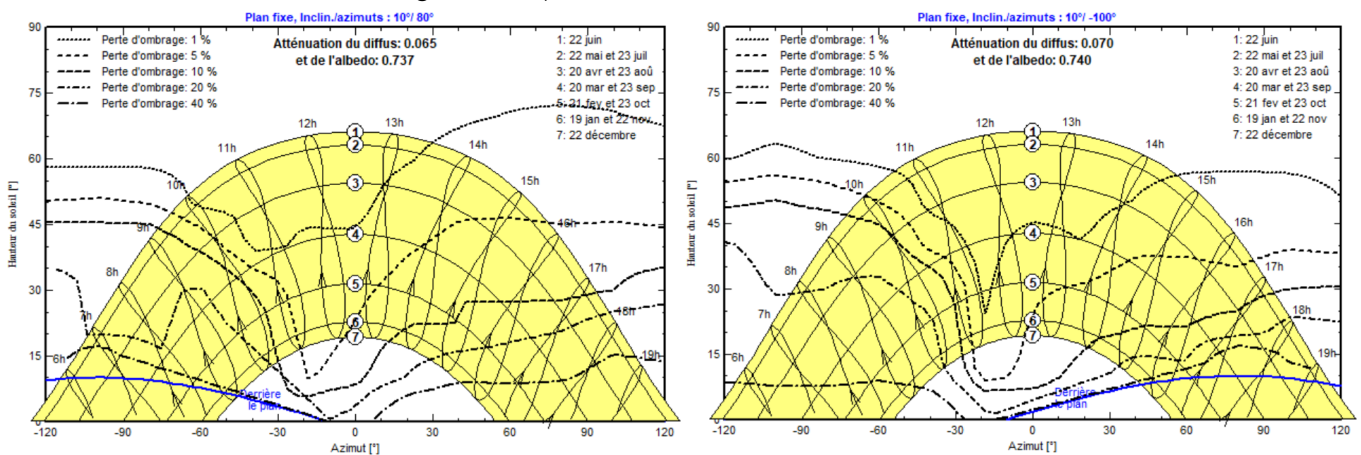


Figure 11 - Ombrages des panneaux de Château 30



Sur cette toiture, des ombrages sont importants, ils sont notamment dus aux arbres et à la cheminée présente sur la toiture. La zone de panneaux solaires la plus au Nord est la plus impactée par ces obstacles. Cependant, malgré un ombrage qui n'est pas négligeable, il est possible avec le chaînage des panneaux de réduire fortement cet impact.

Sur l'image de droite, il est possible de voir différentes couleurs sur le champ solaire. Ces couleurs correspondent aux chaînages électriques des panneaux. Avec cette répartition, les panneaux qui sont le plus impactés par les ombrages sont sur la même chaîne. De cette façon, ils n'impactent pas les autres panneaux de leurs pertes de production.

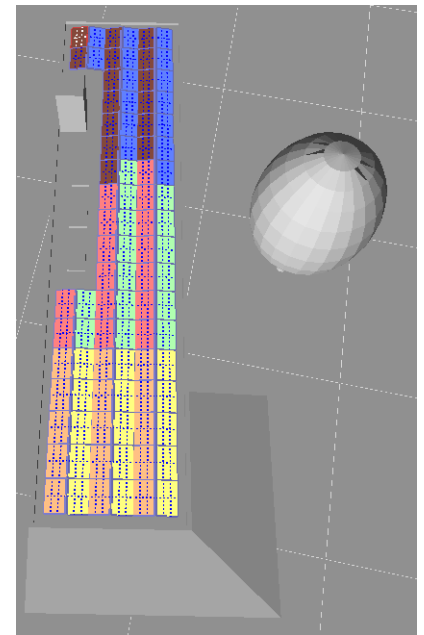


Figure 12 - Calepinage électrique des panneaux - Château 30

Cette solution permet d'éviter d'installer des optimiseurs de puissances, qui n'auront sans doute que très peu de gain.

### Simulation de Château 32

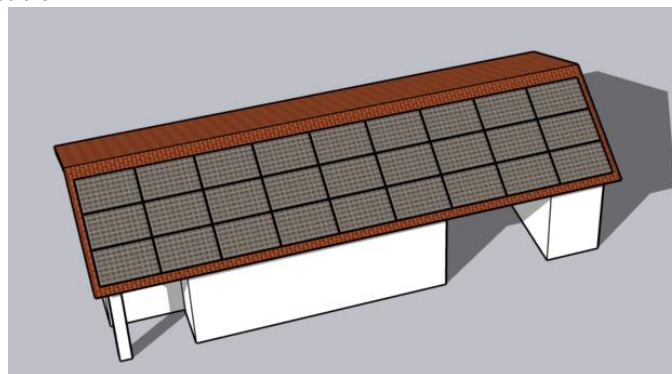


Figure 13 - Modélisation 3D de Château 32

Avec la simulation sur le logiciel PVSyst, le graphique d'ombrage suivant est obtenu permettant de visualiser l'effet des ombrages sur les panneaux.

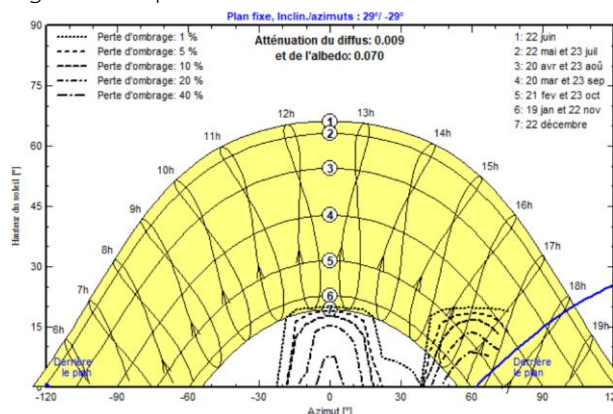


Figure 14 - Ombrages des panneaux de Château 32

Avec ce rapport d'ombrage, il est possible d'observer que les panneaux n'ont presque aucun ombrage.



## Simulation de Château 34

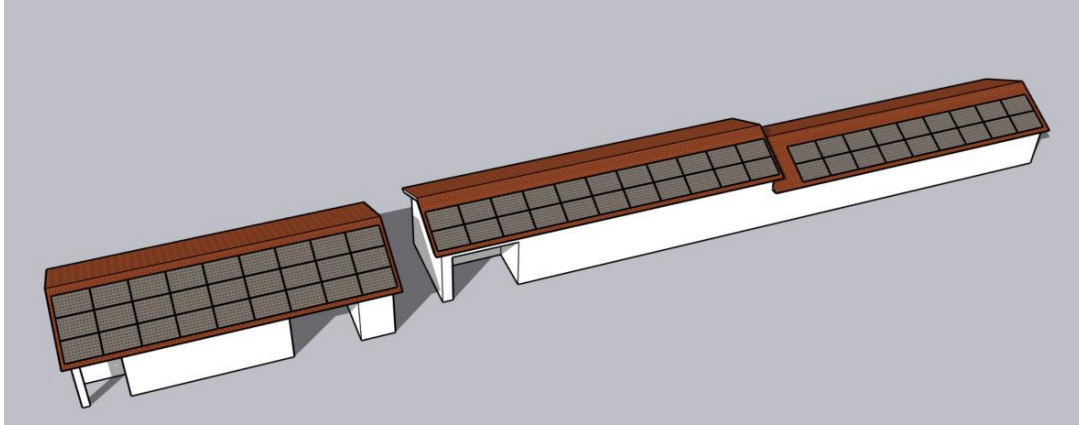


Figure 15 - Modélisation 3D de Château 32 et 34

Avec la simulation sur le logiciel PVSyst, le graphique d'ombrage suivant est obtenu permettant de visualiser l'effet des ombrages sur les panneaux des toitures de Château 34.

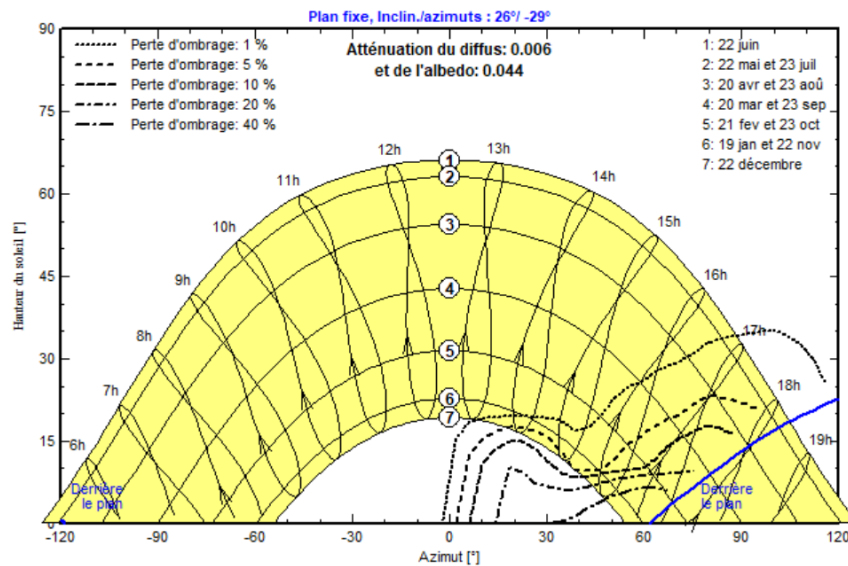


Figure 16 - Ombrages des panneaux de Château 34

Ici, quelques ombrages sont présents en fin de journée, c'est le bâtiment 32 qui est à l'origine de cet ombrage sur cette toiture. Cependant, ils sont faibles et n'ont que très peu d'impacts.

Pour les installations de Château 32 et 34, il n'est pas recommandé d'installer des optimiseurs de puissances. Cela sera un luxe qui n'est pas recommandé ici.



## 2.2 Planification annexe

### Raccordement au réseau

L'alimentation électrique de ce complexe est dans Château 30. Pour la mise en place de cette installation photovoltaïque, le câble d'introduction va être changé afin de pouvoir supporter la puissance d'injection de la nouvelle centrale solaire. Les départs existants pour la buvette, l'accueil et les vestiaires sont alimentés par ce tableau électrique. Il n'est pas prévu de créer un RCP ou une CA entre les différents locataires, seule la piscine (locaux techniques (machineries), accueil + vestiaires) bénéficiera de la production solaire.



Figure 17 - Tableau électrique

Le tableau électrique actuel est saturé et obsolète. Il est judicieux de le modifier avant la mise en place de la centrale solaire. De cette façon, il sera modernisé et il pourra subvenir aux nouveaux besoins électriques du site.

Une cellule solaire avec comptage sera mise en place sur le point d'introduction. La cellule possèdera le comptage indirect officiel du distributeur d'électricité, la protection RI et les départs nécessaires pour l'installation. L'entreprise Germiquet et Habegger a transmis une offre pour la modification de ces tableaux.

Afin de moderniser les installations électriques de la piscine, de nouvelles lignes d'alimentations vont être installées. Lors d'une visite regroupant les différents corps de métier engagés sur le projet. Il a été imaginé qu'une tranchée allait être mise en place pour relier les différents bâtiments.

Cette tranchée a pour but de faire cheminer les câbles AC + DC entre les différents bâtiments, comme le montre le plan suivant :



Figure 18 - Plan de situation de la tranchée

L'augmentation de la section de la ligne d'alimentation de ce bâtiment est nécessaire pour envisager une centrale solaire sans écrêtage sur l'ensemble du site. Des coûts supplémentaires pour le raccordement du réseau sont à prévoir, ils sont estimés à 4'900.-/ pour une puissance de raccordement de 100 kVA.

Avec cette adaptation, il n'y a aucun risque de trop injecter d'électricité sur le réseau, la puissance de la centrale solaire étant de 60 kVA.

### Cheminement des câbles et emplacement des onduleurs

L'emplacement de l'onduleur est prévu sur la toiture de Château 30 derrière la cheminée. Une structure extérieure sera à prévoir, celle-ci devra être à minima esthétique afin de s'intégrer dans le décor de la piscine. Un surcoût dans le budget a été pris en compte.

Le cheminement des câbles DC des bâtiments 32 et 34 se fera dans la tranchée dans un fourreau réservé aux câbles DC. Un surcoût pour la longueur des câbles DC a été ajouté dans le budget. Pour Château 30, les câbles DC chemineront dans des caniveaux métalliques sur la toiture.

Le câble d'alimentation AC entre l'onduleur et le tableau électrique se fera par l'intérieur du bâtiment. Un carottage dans la façade *ouest* sera nécessaire afin d'accéder au local technique. Ensuite, un cheminement au plafond est envisagé afin de venir contre le mur du tableau électrique. Un carottage pour l'introduction électrique et le câble de l'onduleur sera nécessaire.

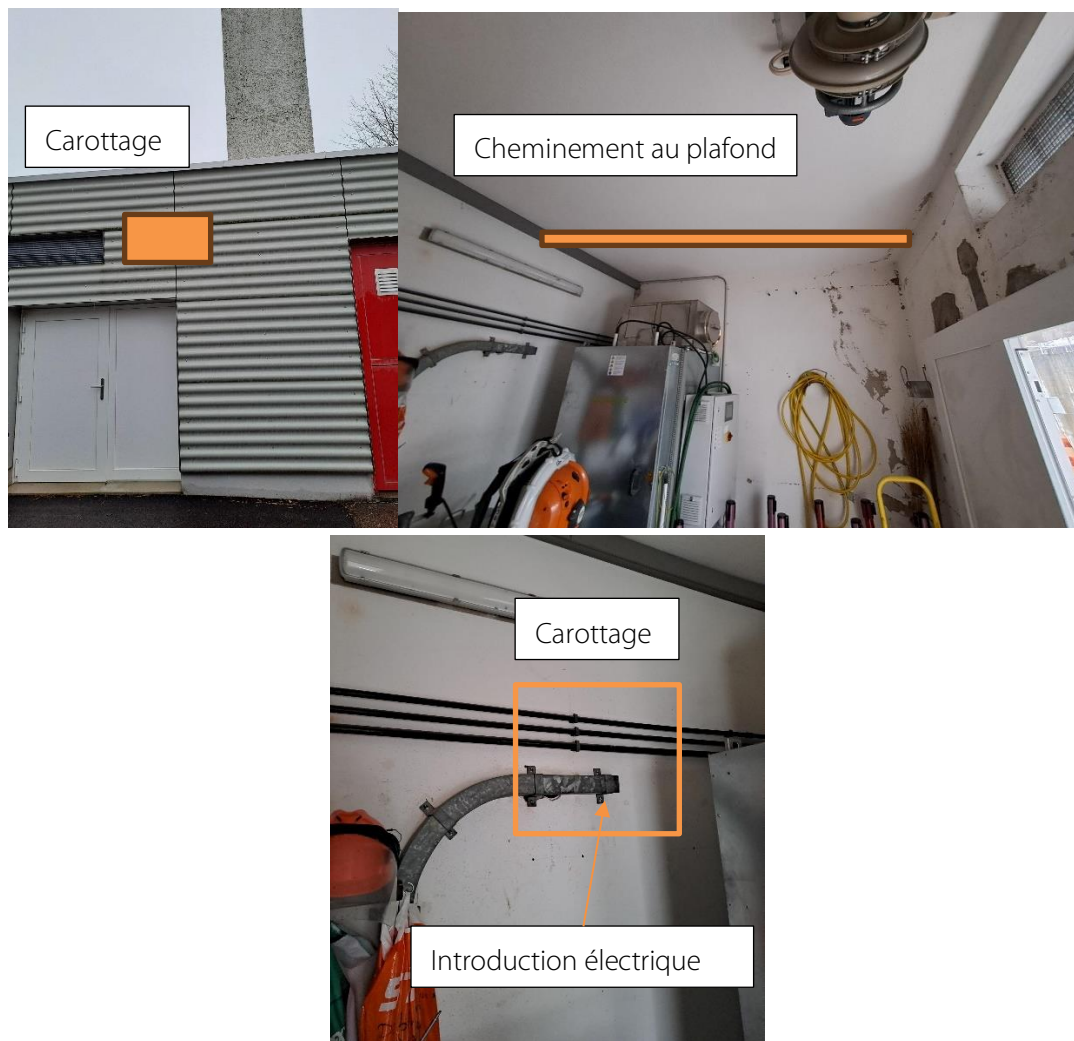


Figure 19 - Cheminement des câbles AC

## Supervision

Différents niveaux de supervision sont possibles avec de multiples paramètres tels que fonctionnalité, accessibilité, connectivité, évolutivité, support technique, coût d'installation, coût annuel, etc.

Au minimum, une solution de supervision sera recommandée pour surveiller et contrôler les performances du système photovoltaïque au niveau de la production et l'état du système et générer des alarmes. Le principal objectif étant de fournir aux utilisateurs, ou aux intégrateurs en charge de la maintenance, des indicateurs sur les besoins d'éventuelles réparations.

Idéalement, la supervision pourrait aussi collecter et analyser les données en temps réel de la production et de la consommation, comparer la production réelle à la production théorique selon l'ensoleillement et sur différentes échelles de temps, ce qui permettrait une analyse plus fine des performances de l'installation. Néanmoins, cela a un coût supplémentaire important.



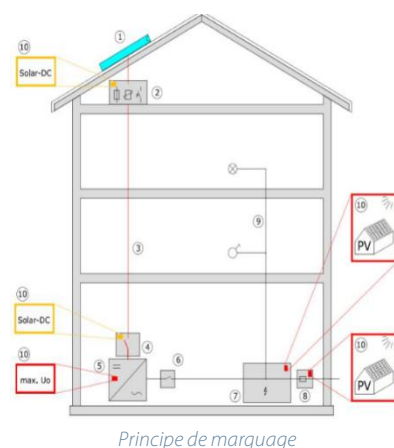
Figure 20 - Affichage Supervision Solar Log

Ici, il peut être possible d'installer un écran permettant d'afficher la production et la consommation instantanée du site pour les visiteurs. Son coût en revanche n'a pas été estimé dans le budget.

## Protection incendie AEAI

Il n'est planifié aucun cheminement des câbles par les voies d'évacuation horizontales ou verticales. Si le cheminement des câbles passe à proximité d'élément de construction combustible, ils seront placés dans des tubes ou des conduits en matériaux incombustibles. Les toitures ne sont pas équipées de paratonnerre, il n'y a donc aucune mesure complémentaire à prendre en compte.

Les protections contre les surtensions (parafoudres) sont à installer. La mise en place de la centrale solaire implique la protection aux points de raccordements selon les directives en vigueur. L'ensemble des organes et des appareillages seront marqués correctement avec les indications de sécurité. De plus, un plan d'aménagement des installations sera à disposition des pompiers. Dans le canton de Berne, le GVB exige la pose d'une coupure pompier, son emplacement est à définir avec le chef des services des pompiers.





## Sécurisation de la toiture – Phase de travaux

Le montage des installations solaires est supérieur à plus de deux jours-personnes. Dans ce type de cas, des mesures de protection collective doivent obligatoirement être prises à partir d'une hauteur de chute de 2 mètres conformément aux bases légales en vigueur (art. 23 OTConst).

Pour la réalisation des travaux, des échafaudages de façades devront être installés sur le pourtour de chaque bâtiment.

Les verrières sur la toiture de Château 30 sont anti-chute, aucune protection supplémentaire n'est à prévoir.

## Sécurisation de la toiture – Phase d'exploitation

La base pour la planification d'un système de sécurité contre les chutes dépend de l'intensité d'utilisation de la toiture ainsi que des groupes de personnes qui y ont accès. En théorie, le tableau suivant montre que pour le projet actuel une Classe d'équipement 2 est nécessaire.

Intensité d'utilisation / de maintenance (Catégorie d'utilisation)	<b>A</b> Intervalle de maintenance <b>faible</b> env. une fois/année • Toits plats sans installations techniques, comme p. ex. des installations solaires	<b>B</b> Intervalle de maintenance <b>moyen</b> une à deux fois/année • Installations techniques, p. ex. des installations solaires • Installations d'aération etc.	<b>C</b> Intervalle de maintenance <b>élevé</b> plusieurs fois/année • Travail sans dispositif d'ancrage • Engazonnements intensifs • Installations techniques
<b>Groupes de personnes</b>			
<b>Personnes ayant suivi une formation EPI contre les chutes</b> <sup>2)</sup>	<b>Classe d'équipement 1</b> • Espace de chute $\geq 6,25$ m • Durée des travaux max. 2 jours pour une personne	<b>Classe d'équipement 1), 2</b> • possible comme système de retenue dès 3,0 m d'espace de chute • Durée des travaux max. 2 jours pour une personne	<b>Classe d'équipement 3</b>
<b>Personnes non formées pour l'utilisation d'une protection encordée.</b>	<b>Classe d'équipement 3</b>	<b>Classe d'équipement 3</b>	<b>Classe d'équipement 3</b>
<b>Trafic public de personnes</b> P. ex. des terrains de jeux sur des garages en sous-sol, des terrasses de toit accessibles en général.	<b>Classe d'équipement 4</b>	<b>Classe d'équipement 4</b>	<b>Classe d'équipement 4</b>

Figure 21 - Mesures selon art. 46 de l'OTConst (SUVA 44096)

En pratique, il n'est pas nécessaire d'intervenir aussi souvent et nous recommandons de ne pas installer de sécurisation permanente sur les toitures. En cas de nécessité, il sera peu coûteux de monter un échafaudage de façades pour protéger les installateurs en charge de la maintenance, vu la faible hauteur des bâtiments. De plus, la hauteur des bâtiments n'a pas été relevée, mais est proche de 3 mètres. C'est la limite en dessous de laquelle il n'est plus nécessaire de sécuriser pour la maintenance.

## 3. SIMULATION

### 3.1 Production solaire

La mise en place d'une installation solaire sur les différentes toitures permettra une compensation de la consommation liée à la piscine. À la suite des projections en annexe, les valeurs des productions sont les suivantes :

		Château 30-32-34
1	Nombre de panneaux [-]	157
2	Surface de panneaux [m2]	314
3	Puissance de l'installation [kWc]	69.85
4	Productible [kWh/kWc/an] (sans dégradation)	1 109
5 (3*4)	Production annuelle PV [kWh/an] (sans dégradation)	77 480
6	Consommation électrique estimée [kWh/an]	111 116
7	Production électrique autoconsommée [kWh/an]	49 976
7/5	Taux d'autoconsommation propre (électrique)	64.5%
5/6	Taux de couverture (électrique)	70%
7/6	Degré d'autarcie (électrique)	45%

#### Productible photovoltaïque

Le productible représente l'efficacité de l'installation. Si les panneaux sont ombragés, le productible diminue, alors que si la toiture est bien orientée par rapport au soleil, le productible sera meilleur. À Tramelan, sans ombrage proche, le productible maximal s'élève à environ 1'271 kWh/kWc pour des conditions idéales, c'est à dire plein sud, avec environ 40° d'inclinaison et sans ombrage proche. De manière générale, 1000 kWh/kWc est déjà bien et il est très rare de dépasser 1'200 kWh/kWc dans notre région.

Dans cette installation, plusieurs orientations sont utilisées (est-ouest et sud-est), avec cette multitude d'orientations, le productible est très bon avec 1'109 kWh par kWc installé. Ces résultats sont cohérents au vu de l'emplacement et des orientations des champs sur les toitures.

Le chapitre suivant met le potentiel PV en relation avec le coût pour évaluer le véritable intérêt d'une installation PV.

#### Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommée représente la part de l'électricité produite par l'installation qui sera directement consommée sur le site et non pas réinjectée sur le réseau. Idéalement, il faut autoconsommer le plus possible, car la valeur de l'électricité est plus élevée que lorsque l'électricité est réinjectée.

Ici, l'autoconsommation est importante avec ~65 % de l'électricité qui est utilisée directement sur le site.

#### Taux de couverture

Le taux de couverture représente la part de l'électricité produite par l'installation par rapport à la consommation électrique du bâtiment. Un bâtiment dit "autosuffisant" ou "net zéro", est un bâtiment qui produit autant d'énergie qu'il en consomme et donc avec un taux d'autoproduction supérieur ou égal à 100%.

Le taux de couverture de cette installation est important avec 70%. Il est possible de dire que le site est autosuffisant à 70%. La consommation reste cependant encore supérieure à la production solaire.



## Degré d'autarcie électrique

Le degré d'autarcie représente la part de l'électricité autoconsommée dans la consommation totale d'électricité. Un bâtiment 100% autarcique peut en théorie (ou même en pratique) être déconnecté du réseau.

Dans ce cas, aucune variante ne permet d'atteindre un degré d'autarcie électrique à 100%. Ce bâtiment est donc encore dépendant du réseau électrique. Bien que le degré d'autarcie atteigne presque les 50%.

### 3.2 Autoconsommation

À l'aide des simulations réalisées sur le logiciel PVSyst, il est possible d'exporter les données de simulation.

L'analyse mensuelle des flux énergétiques est obtenue pour l'installation :

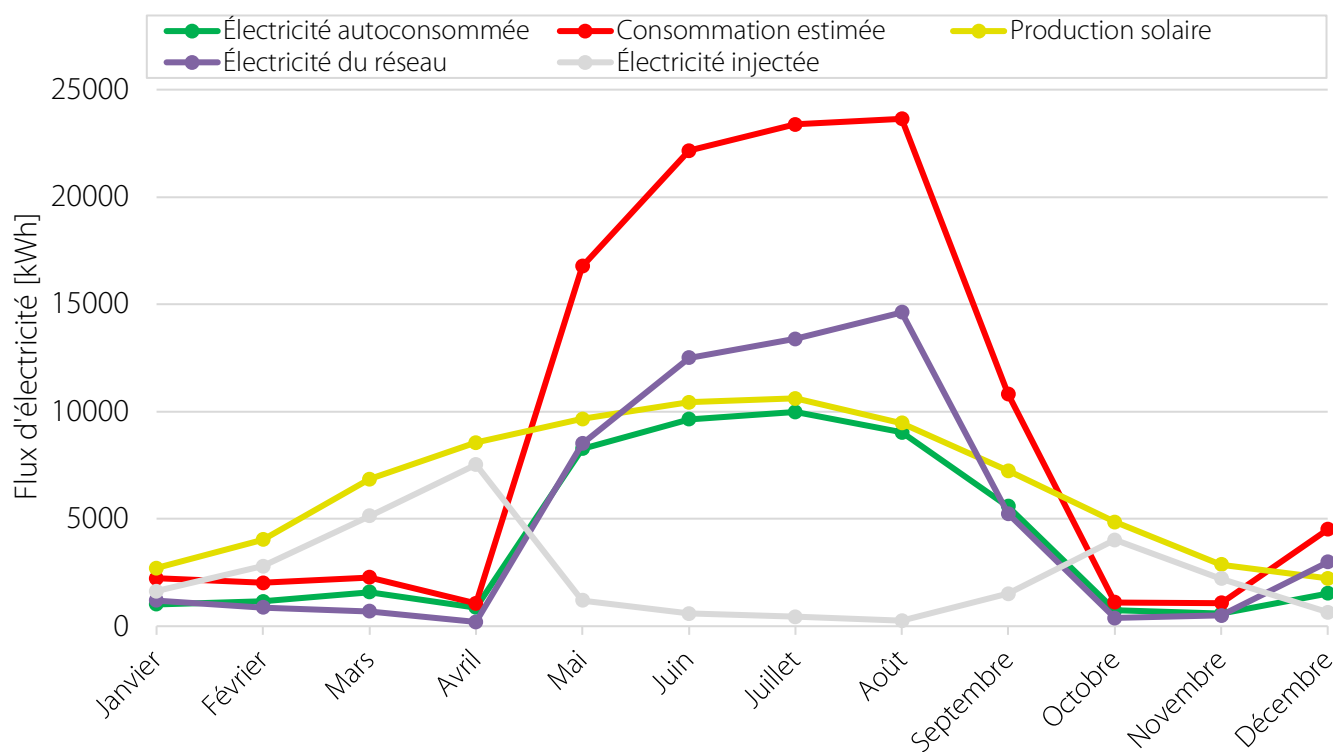


Figure 22 – Évolution mensuelle de la production PV et de la consommation

Sur le graphique ci-dessus, plusieurs indicateurs ont été reportés :

- La production solaire : l'électricité produite par l'installation photovoltaïque,
- La consommation : la consommation d'électricité mensuelle totale,
- L'autoconsommation : la partie de l'électricité qui est directement consommée,
- L'électricité injectée : l'énergie non consommée, injectée dans le réseau du GRD,
- L'électricité du réseau : la partie de l'électricité consommée achetée au réseau.

Comme expliqué dans le chapitre Consommation électrique, le pic de consommation du site apparaît en même temps que le pic de production solaire. Cela permet d'avoir une meilleure autoconsommation. Cependant, une petite part d'électricité est injectée dans le réseau à l'automne et en hiver, lorsque la consommation est la plus faible et que le site est fermé.

## 4. BUDGET

### 4.1 Investissement

L'investissement a été établi en ajoutant le retour des offres de l'électricien et du génie civil, soit :

- Modification introduction électrique : 4'900 CHF
- Tableau électrique (solaire uniquement) : 20'677 CHF
- Génie Civil : tranchée entre les bâtiments : 8'905 CHF

Le tableau ci-dessous résume les investissements à  $\pm 10\%$  des installations photovoltaïques en fonction de chaque variante.

§	Libellé	Château 30, 32, 34
01	Panneaux	17 500 CHF
02	Onduleurs et coffrets de parasurtension	5 000 CHF
03	Matériel mécanique (Supports panneaux, structure(s) onduleur(s), canaux)	24 200 CHF
04	Câbles et matériels électriques DC	3 100 CHF
05	Montage et raccordements DC	23 900 CHF
06	Levage	2 100 CHF
07	Supervision	1 600 CHF
08	Prestations photovoltaïques	4 600 CHF
09	Matériel, montage et raccordement AC	20 700 CHF
10	Sécurisation maintenance - ligne de vie, accès, sécurisation annexes	0 CHF
11	Sécurisation travaux - échafaudage, tour d'accès, garde-corps temporaire	10 300 CHF
12	Travaux de paysagisme et d'étanchéité	3 400 CHF
13	Amiante	1 800 CHF
14	Génie Civil	8 900 CHF
15	Autres	1 100 CHF
16	Divers et imprévus	7 200 CHF
17	Honoraires Ingénieur électricien - AMO	10 960 CHF
<b>TOTAL HT à investir</b>		<b>146 360 CHF</b>
Subventions		-23 355 CHF
<b>TOTAL HT y.c. subventions</b>		<b>123 005 CHF</b>
<b>CHF/Wc (y.c. subventions)</b>		<b>1.76</b>

Dans ce projet, le coût d'installation est de 1.76 CHF par Wc installés. Ce coût est légèrement élevé, mais il est lié à la multitude de toitures présente dans le projet.

Ce coût est un indicateur important sur la rentabilité de l'installation, comme le montre le chapitre *Amortissement*.



Cela représente les sommes suivantes pour les différents corps de métier :

<b>Prestations estimées HT</b>	<b>Château 30, 32, 34</b>
Intégrateur solaire - Partie DC	87 200 CHF
Électricien - Partie AC	20 700 CHF
Sécurisation travaux - Entreprise d'échafaudage	10 300 CHF
Sécurisation maintenance - Entreprise spécialisée	0 CHF
Bureau d'ingénieur - Assistant maître d'ouvrage	10 960 CHF
Génie Civil	8 900 CHF
Autres - Divers et imprévus	8 300 CHF
<b>Total</b>	<b>146 360 CHF</b>

Dans ce projet, une procédure d'appel d'offres de gré à gré est applicable, car le montant ne dépasse pas 150'000 HT.

## 4.2 Frais d'entretien

Les frais d'entretien comprennent (à confirmer après le choix du matériel) :

- Une réserve pour le remplacement de certaines pièces de l'installation, telle que les onduleurs qui ont une durée de vie moyenne de 15 ans. Cette réserve globale est estimée à 7% du prix des onduleurs.
- Le coût du contrat d'entretien de la part de l'intégrateur solaire, y.c. le suivi de la production et l'accès à la supervision.
- Aucuns frais supplémentaires pour la sécurisation des toitures.
- Aucuns frais supplémentaires ne sont estimés pour la supervision pour le moment. Un surcoût pourrait venir s'ajouter en fonction de la supervision choisie par l'installateur solaire. Ou encore si un écran est installé dans l'enceinte de la piscine.
- Des coûts liés aux assurances sont estimés.

Le tableau suivant résume les frais d'entretien de l'installation :

	<b>Château 30, 32, 34</b>
Réserve	340 CHF
Contrat d'entretien - Intégrateur solaire	860 CHF
Contrat d'entretien - Ligne de vie	0 CHF
Supervision	0 CHF
Assurance	170 CHF
<b>Total</b>	<b>1 370 CHF</b>

L'ensemble de ces coûts seront à adapter en fonction du matériel installé et des options qui peuvent être choisies.



### 4.3 Déduction fiscale

Pour des raisons d'accès aux données, les déductions fiscales sont négligées dans le calcul économique. Toutefois, les économies d'impôts ne sont pas négligeables pour les propriétaires imposés fiscalement. Il faut donc garder en tête que les résultats économiques seraient meilleurs si ces déductions fiscales étaient incluses dans le calcul de rentabilité.

### 4.4 Amortissement

#### Prix de l'électricité à l'achat et à l'injection

Le tarif d'achat a été calculé en fonction des tarifs PRO des SET en gamme OPALE avec une répartition 75% haut tarif et 25% bas tarif. En fonction de la consommation du site (estimée à 111 MWh), le prix suivant a été obtenu 27.27 ct/kW (y.c TVA).

Concernant le tarif de reprise de l'électricité, il est difficile de le prévoir sur le long terme. C'est pourquoi il est préférable de prendre un prix inférieur à celui de 2024<sup>2</sup> et de 17 ct/kWh (y.c TVA). Il a été défini un tarif de 12 ct/kWh (y.c TVA) pour la vente du surplus d'électricité.

Dans cette installation, l'autoconsommation est d'environ 65%, cela convient de dire que 35% de l'électricité est vendue au réseau. Cette proportion est donc impactée par le tarif de reprise qui varie annuellement.

#### Calcul de rentabilité

La rentabilité a été calculée avec un taux d'amortissement de 2.25%. Cela correspond au taux des prêts citoyens proposés par les services industriels de la région dans les installations photovoltaïques.

L'amortissement est calculé avec les données suivantes :

- Valeur de l'électricité autoconsommée : 27.27 ct/kWh (n.c. TVA)
- Prix de l'électricité injectée : 12 ct/kWh (y.c TVA)
- Taux d'intérêt : 2.25%

En annualisant les différents flux économiques, les résultats suivants ont été obtenus :

	<b>Château 30, 32, 34</b>
Coût d'entretien de l'installation [ct/kWh]	1.9
Coût d'entretien de l'installation [CHF/an]	1 370
Valeur du capital (VAN) après 30 ans [CHF]	177 691
Retour sur investissement [ans]	9
Coût de production [ct/kWh]	9.7
Taux de rentabilité interne [%]	10.6%

Le coût de production est un indicateur important dans les projets photovoltaïques. Pour le complexe, son coût étant de 9.7 ct par kWh électricité produits, celle-ci est très intéressante. Par rapport aux coûts actuels de l'électricité, ce résultat est très attractif.

Le temps de retour sur investissement est court et représente environ 30% de la durée de vie technique de l'installation (30 ans) !

<sup>2</sup> Moyenne des tarifs de reprise (2022 à 2024) : 14.66 ct/kWh (y.c TVA)



Afin de visualiser l'évolution des flux économiques et du développement du capital, ce graphique a été généré.

### Valeur du capital ou Valeur actuelle nette

La Valeur Actuelle Nette (VAN) est la différence entre les cash-flows (actualisés au coût moyen du capital) générés par un investissement et le montant initial de l'investissement. Elle indique en fait l'enrichissement net qui découlerait de la réalisation de l'investissement.

Le profil économique de l'installation solaire est présenté ci-dessous :

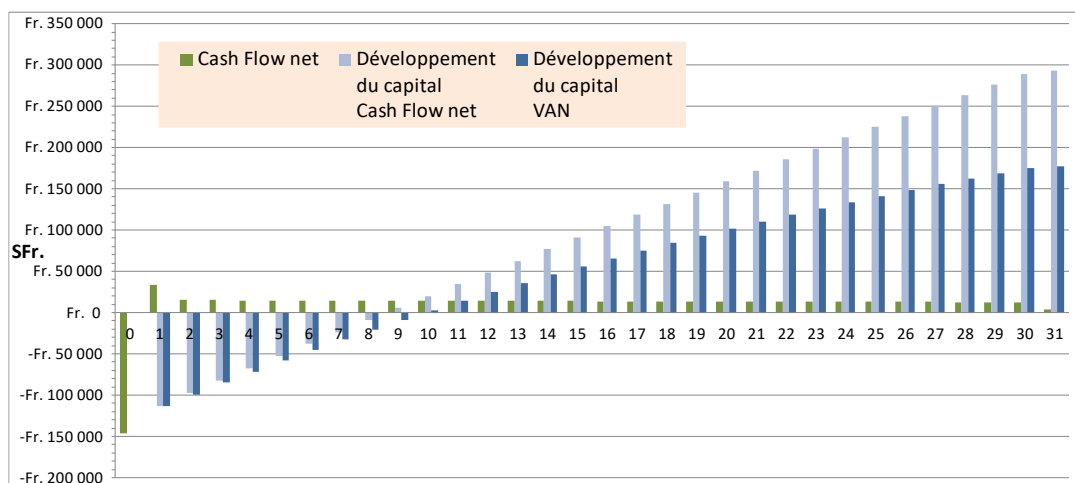


Figure 23 - Évolution des flux économiques de la variante 1

### Retour sur investissement ou Payback time

Représente le temps nécessaire pour que les flux de trésorerie dégagés par un investissement rentabilisent le coût d'investissement initial. Une installation photovoltaïque est installée pour une durée estimée à 30 ans. Il faut savoir qu'après 30 ans, la majeure partie de l'installation sera encore capable de produire une quantité substantielle d'électricité, car les dernières cellules photovoltaïques ont un rendement supérieur à 85% après encore 25 ans !

### Coût de production

Le coût de production est un indicateur intéressant, qui montre à quel prix devrait être valorisé le prix du kWh produit par l'installation photovoltaïque afin d'obtenir un capital nul à la fin de la durée de vie de l'installation et avec le taux d'intérêt choisi (ici de 2.25%).

### Taux de rentabilité interne (TRI)

Le taux de rentabilité interne est une mesure de rentabilité utilisée pour évaluer la rentabilité d'un investissement. Il représente le taux de croissance attendu d'un investissement, c'est-à-dire le taux d'actualisation qui rend la valeur actuelle nette (VAN) des flux de trésorerie d'un projet égale à zéro.



## 5. CONCLUSION

Les éléments présents dans ce rapport permettent de montrer qu'une installation photovoltaïque serait très performante d'un point de vue économique, sans oublier les avantages environnementaux ou politiques.

En ce qui concerne les toitures du complexe, le Château 30 est en bon état avec une résistance structurelle apparemment suffisante. En revanche, les toitures de Château 32 et 34, bien que plus anciennes, semblent également en bon état. Il est toutefois recommandé de consulter un couvreur et un ingénieur civil avant d'installer un système solaire sur ces toitures.

La sous-couverture des toitures de Château 32 et 34 semble contenir des plaques potentiellement amiantées. Cela ne remet pas en cause le projet, mais des mesures complémentaires de protection individuelle devront être prises par les installateurs solaires, conformément aux réglementations de la SUVA.

Les résultats techniques et économiques de cette analyse attestent de la fiabilité de l'installation solaire proposée. Avec une puissance totale installée d'environ 70 kWc, un taux d'autoconsommation d'environ 65%, un retour sur investissement en 9 ans et un coût de production de 9,7 ct/kWh d'électricité consommée, tous les indicateurs confirment la fiabilité de cette installation photovoltaïque. Il est donc recommandé de réaliser cette centrale solaire.

Dans une prochaine étape, l'appel d'offres permettra de fixer précisément les coûts de l'installation en choisissant le meilleur installateur selon les critères qui seront établis pour l'appel d'offres. En étant réaliste et en entamant les démarches rapidement, l'installation pourrait être fonctionnelle pour l'ouverture estivale de la piscine en 2025.





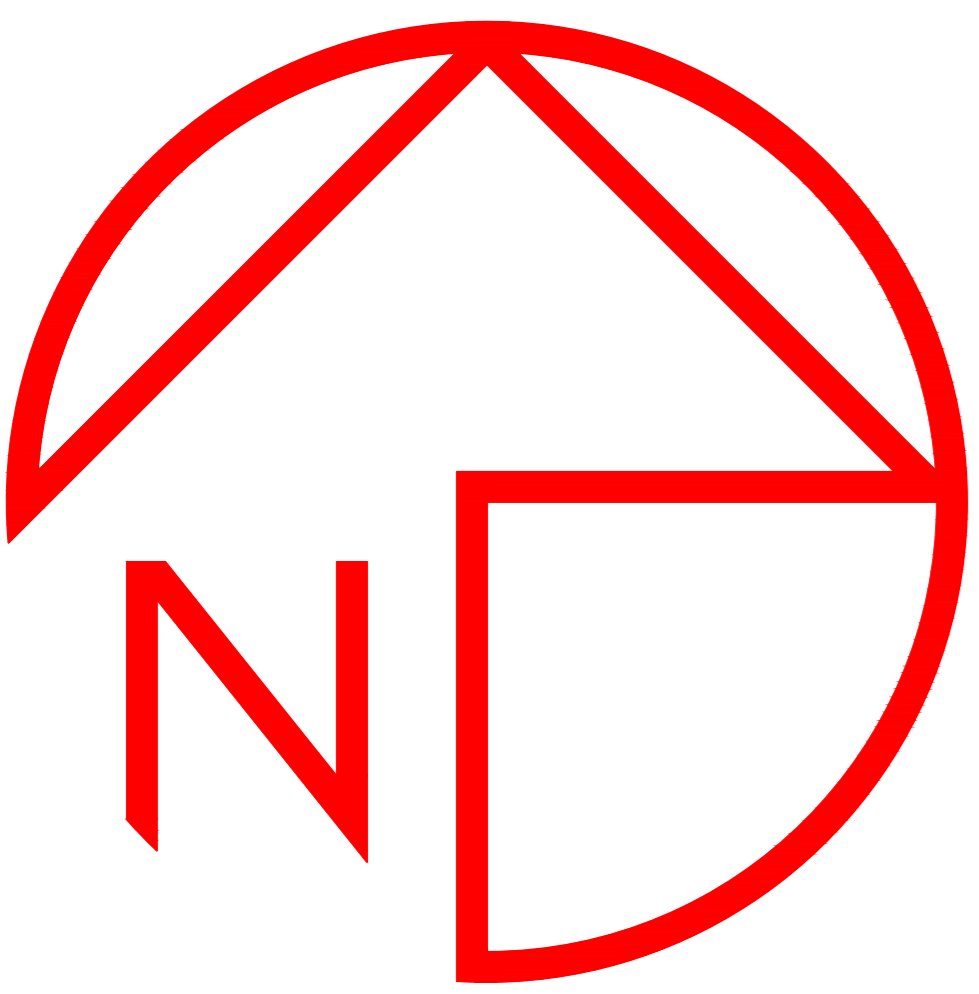
## 6. ANNEXES

Annexe 1 – Plan d’implantation des panneaux – P26

Annexe 2 – Calcul et analyse de rentabilité – P30

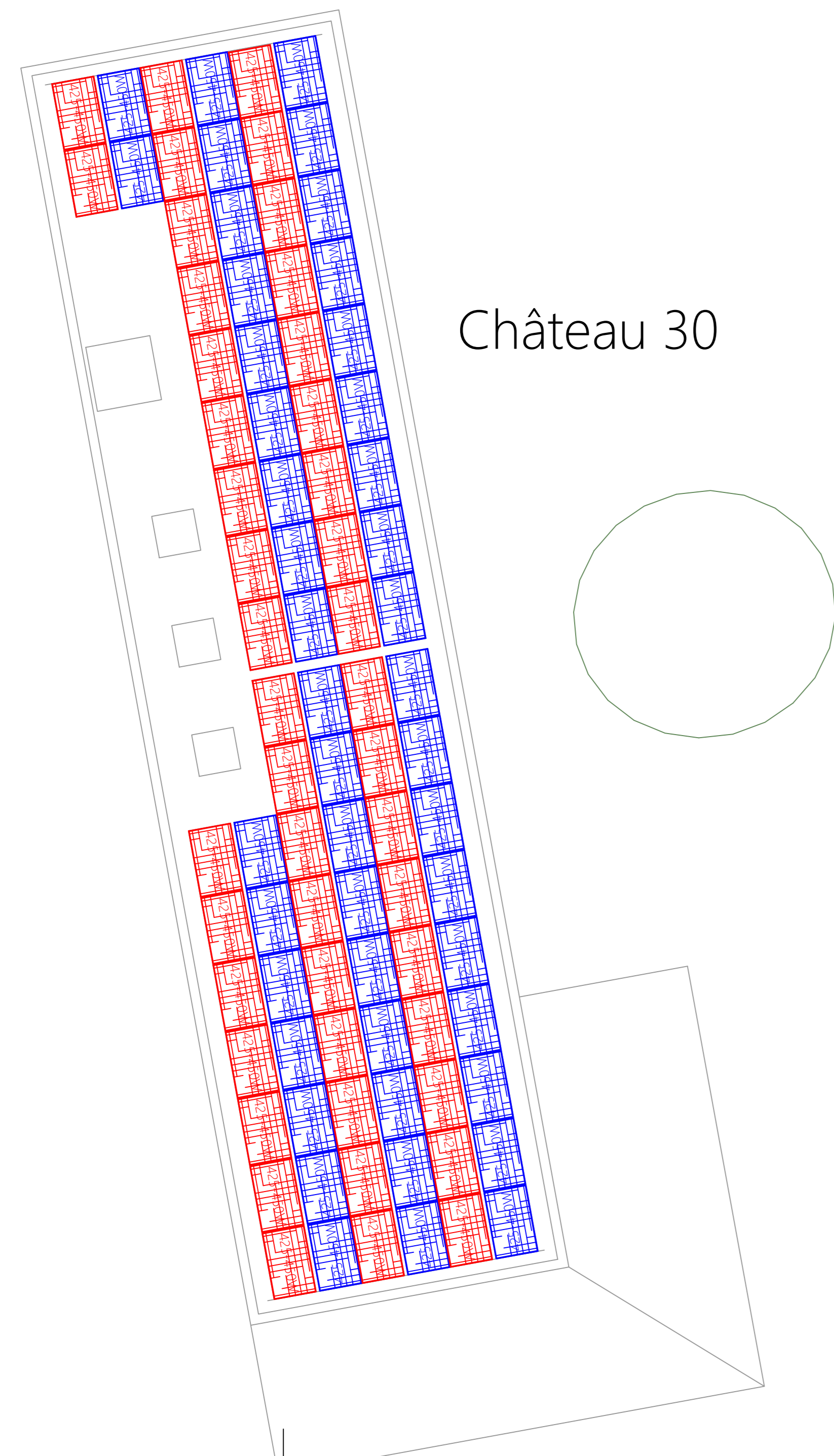
Annexe 3 – Rapport de production solaire PVSyst – P31





Château 32

Château 34



Château 30

Centrale solaire complexe piscine :

Panneaux : 157  
 Puissance : 68.85 kWc  
 Production : 77.48 MWh  
 Productible : 1109 kWh/kWc/an  
 Onduleurs : 1x60 kW

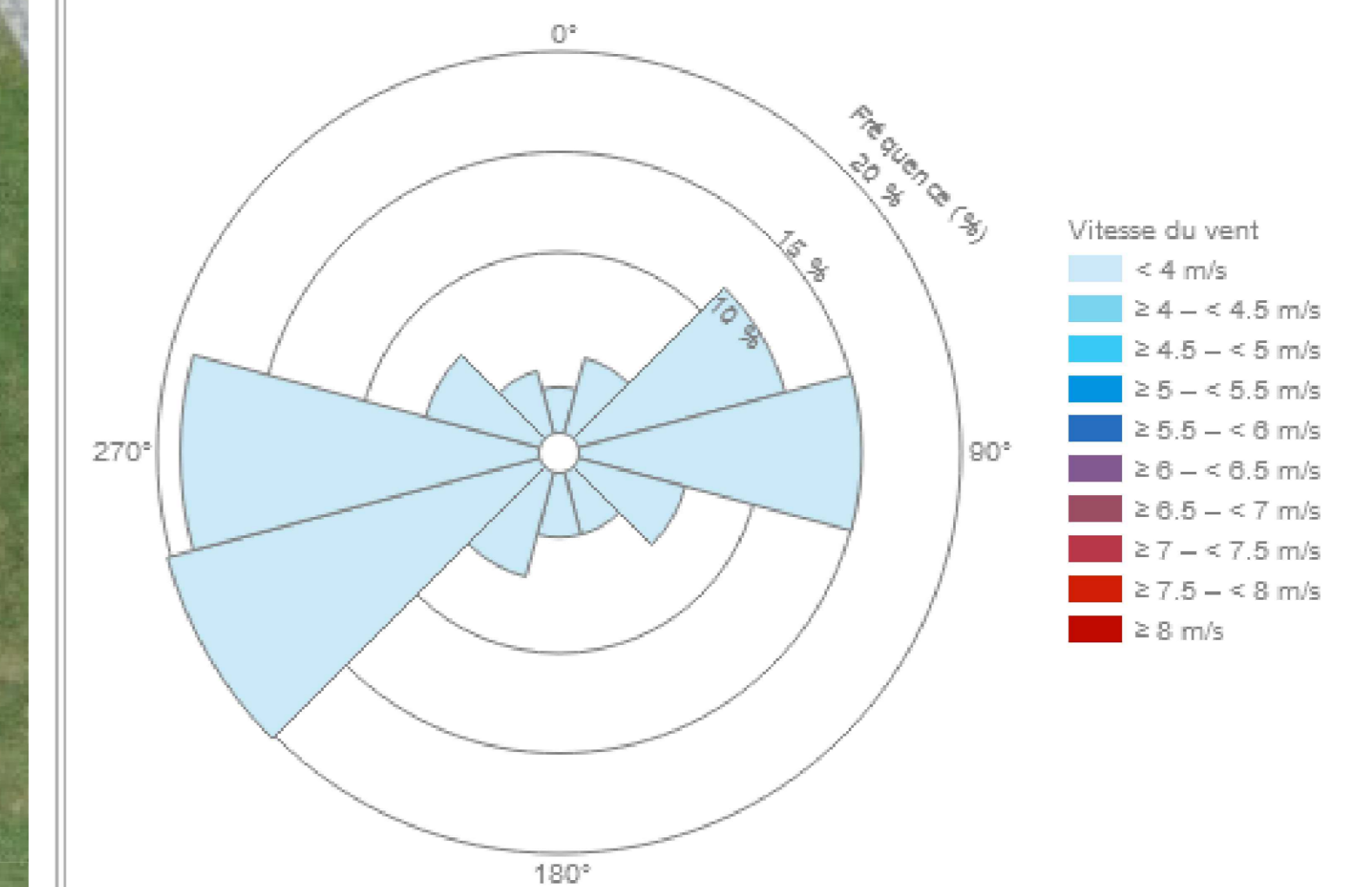
Hypothèses :

Panneaux :  
 Puissance : 445W  
 Rendement : 22.34%  
 Dimensions : 1762x1134x30mm  
 Installations :  
 Château 30 : Inclinaison : 10°  
 Orientation 1 : 79.6°  
 Orientation 2 : -100.4°  
 Château 32 : Inclinaison : 29°  
 Orientation : -28.6°  
 Château 34 : Inclinaison : 26°  
 Orientation : -28.6°



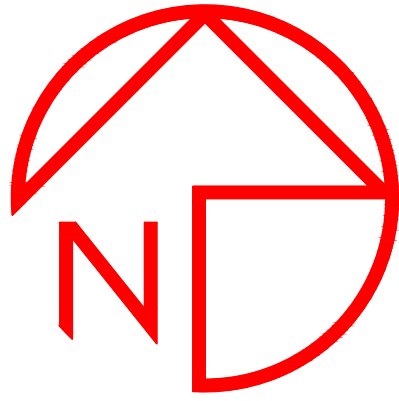
<b>Avertissement</b>	Les indications représentent une estimation grossière des conditions de vent. En cas d'intérêt pour développer un site, il est indispensable d'effectuer des mesures sur place.
<b>Hauteur au-dessus du niveau du sol</b>	50 m
<b>Coordonnées (X / Y)</b>	576100, 230800
<b>Altitude</b>	904 m s.m.
<b>Vitesse moyenne du vent</b>	3.0 m/s

**Rose des vents avec distribution de la vitesse du vent en fonction de la direction du vent**  
 La rose des vents illustre la distribution de la vitesse du vent en fonction de la direction du vent. En déplaçant la souris sur la rose des vents, vous pouvez faire apparaître les valeurs exactes du secteur concerné.

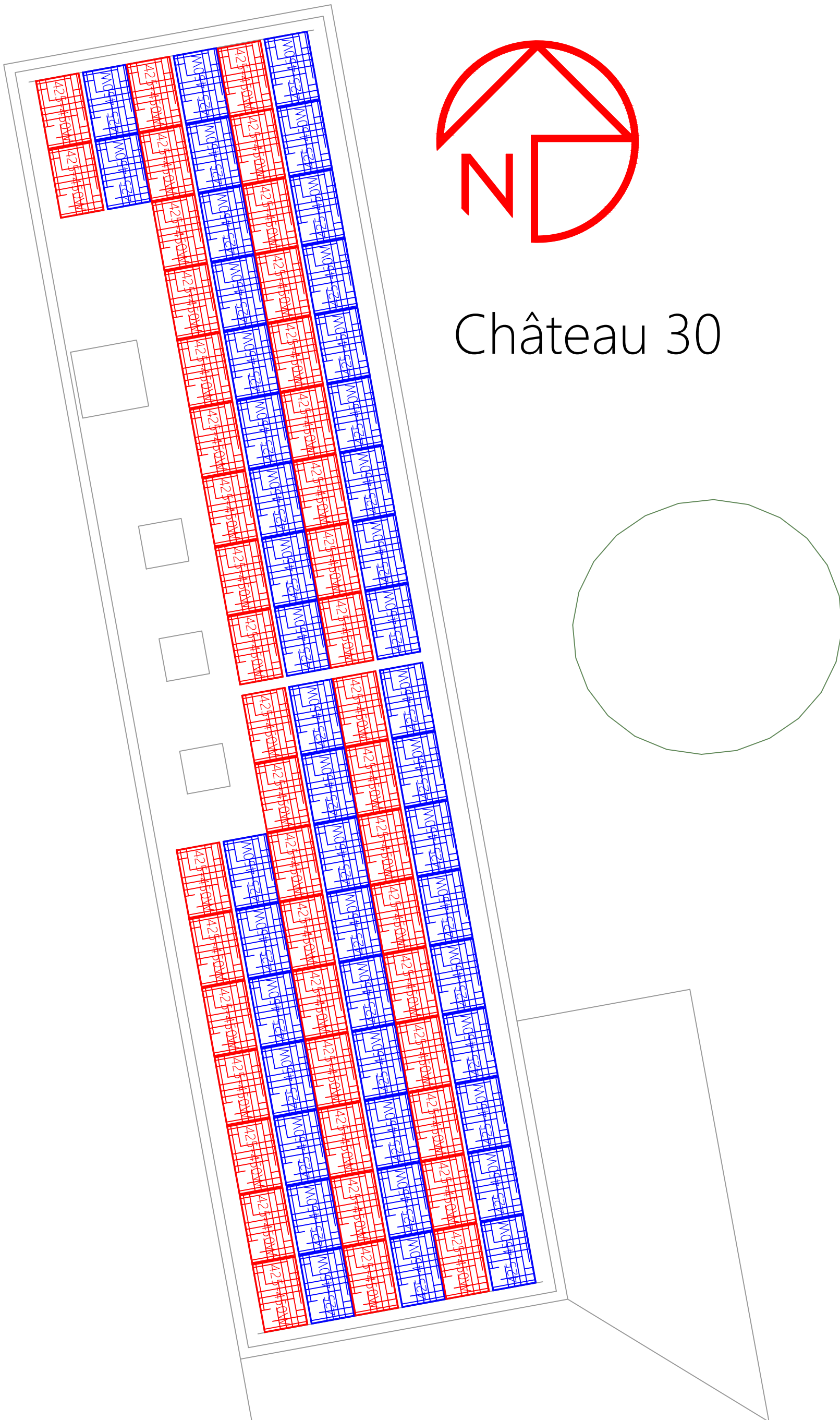


indice	dess.	modification	date
A	NRA	Création du plan	17.05.24

client	Services Techniques Tramelan	 ingénierie du bâtiment www.energys.ch - info@energys.ch	
# archi			
date archi		format	A0
tampon		date	17.05.2024
objet	Château 30	# client	11179
détail	Installation photovoltaïque	# plan	001
	Implantation PV et détails	échelle	1:100



# Château 30



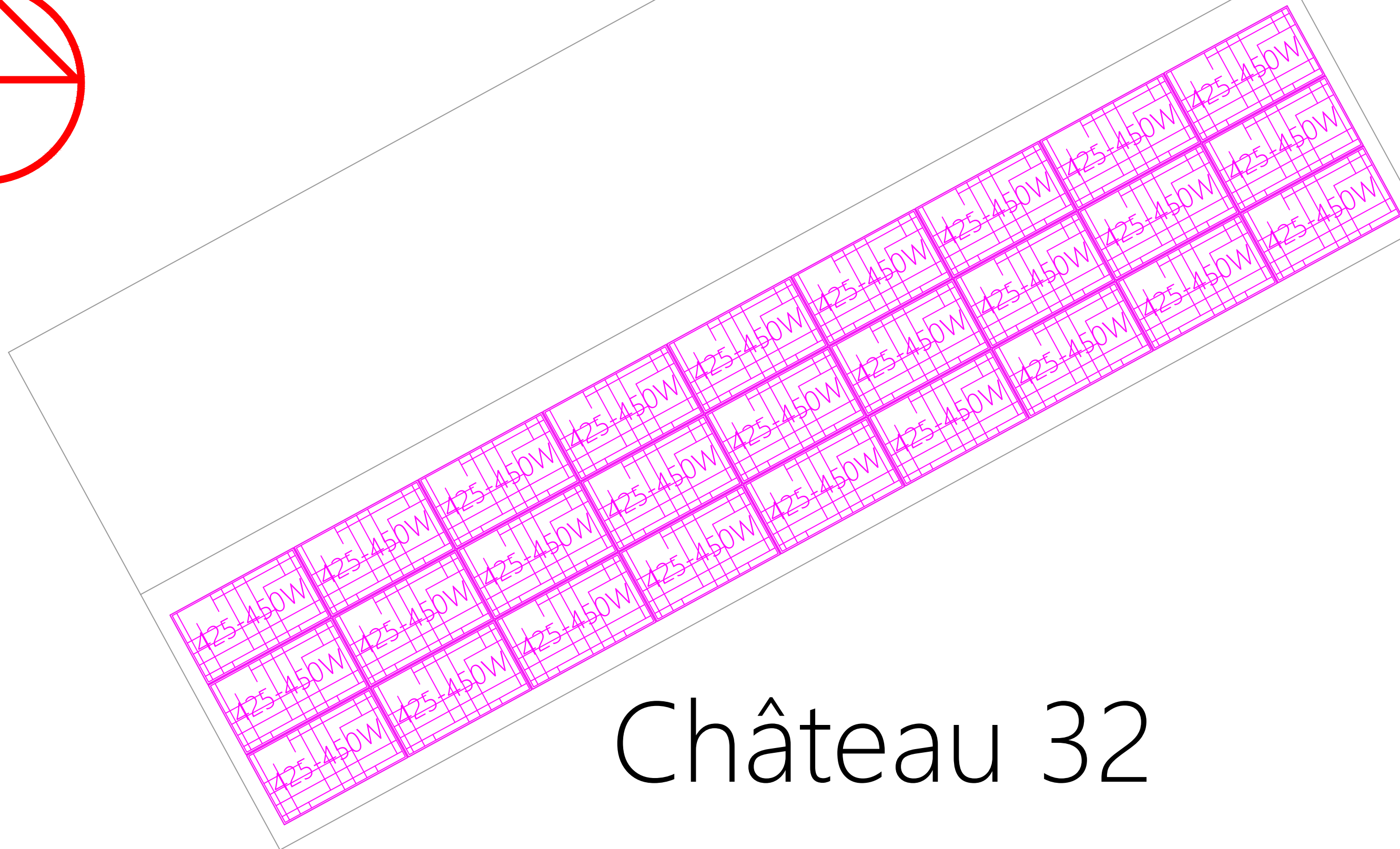
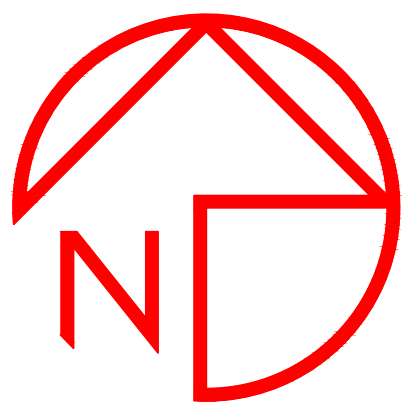
Centrale solaire Château 30 :

Panneaux : 90  
Puissance : 40 kWc  
Inclinaison : 10°  
Orientation 1 : 79.6°  
Orientation 2 : -100.4°



www.energys.ch - info@energys.ch


objet	Château 30 2720 Tramelan	format	A3	date	17.05.24
détail	Installation PV : Château 30	dessin.	NRA	# client	11179
client	Services Industriels Tramelan	tech.	ELE	# plan	002
		phase	P	échelle	1:100

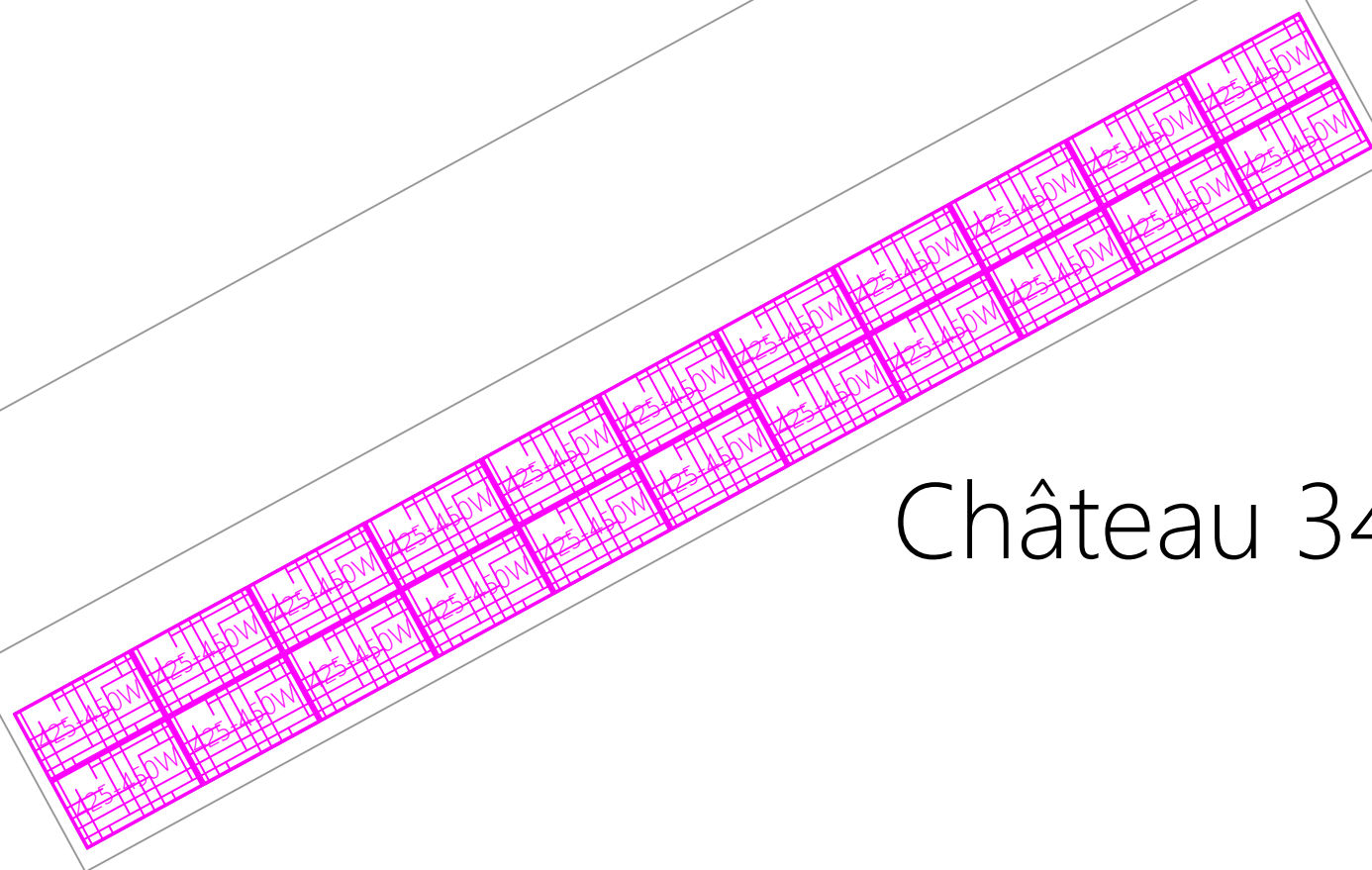
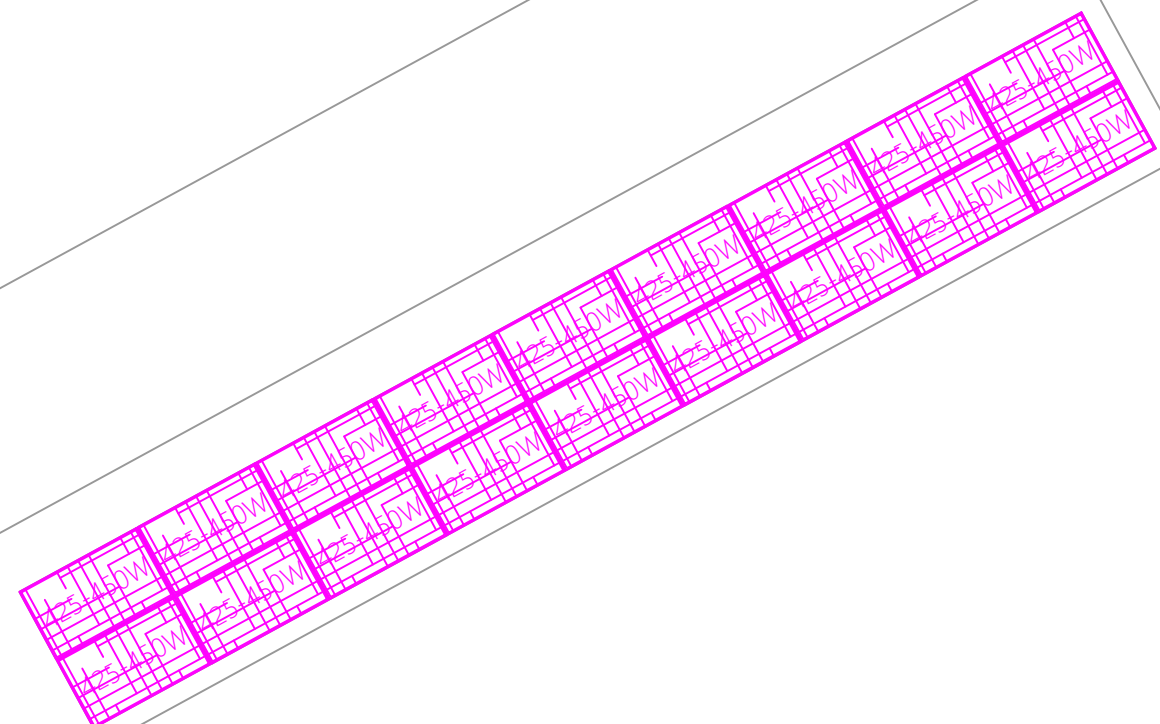
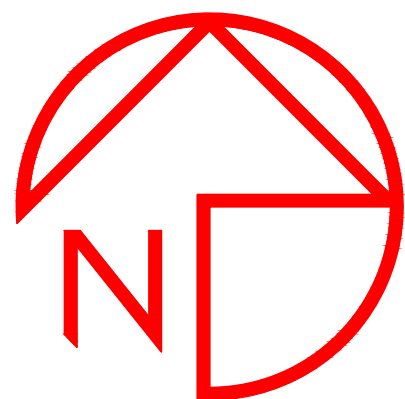


# Château 32

## Centrale solaire Château 32 :

Panneaux : 27  
Puissance : 12 kWc  
Inclinaison : 29°  
Orientation : -28.6°

 ingénierie du bâtiment www.energys.ch - info@energys.ch	objet	Château 30 2720 Tramelan	format	A3	date	17.05.24
	détail	Installation PV : Château 32	dessin.	NRA	# client	11179
	client	Services Techniques Tramelan	tech.	ELE	# plan	003
			phase	P	échelle	1:50



# Château 34

Centrale solaire Château 34 :

Panneaux : 40  
Puissance : 17.8 kWc  
Inclinaison : 26°  
Orientation : -28.6°



objet	Château 30 2720 Tramelan	format	A3	date	17.05.24
détail	Installation PV : Château 34	dessin.	NRA	# client	11179
client	Services Techniques Tramelan	tech.	ELE	# plan	004
		phase	P	échelle	1:100



# PVsyst - Rapport de simulation

## Système couplé au réseau

---

Projet: Services Techniques de Tramelan - Château 30

Variante: Piscine

Tables sur un bâtiment

Puissance système : 70.3 kWc

Tramelan - Switzerland

### Client

Services Techniques de Tramelan

Tramelan / 2720



### Auteur

Energys (Suisse)

Rue Chandigarh 4

La Chaux-de-Fonds / 2300

Suisse

<https://energys.ch/>





**PVsyst V7.4.6**

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

**Energys (Suisse)**

**Résumé du projet**

<b>Site géographique</b>		<b>Situation</b>		<b>Paramètres du projet</b>	
Tramelan		Latitude	47.23 °N	Albédo	0.20
Suisse		Longitude	7.12 °E		
		Altitude	900 m		
		Fus. horaire	UTC+1		
<b>Données météo</b>					
Tramelan					
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=62 % - Synthétique					

**Résumé du système**

<b>Système couplé au réseau</b>		<b>Tables sur un bâtiment</b>		<b>Besoins de l'utilisateur</b>	
<b>Orientation plan capteurs</b>		<b>Ombrages proches</b>		Définition ext. par fichier	
Plans fixes	4 orientations	Selon chaînes de modules : Rapide (table)		Profilor v5.34 - Château 30.csv	
Inclin./azimuts	10 / 79.6 °	Effet électrique	100 %		
	10 / -100.4 °				
	26 / -28.6 °				
	29 / -28.6 °				
<b>Information système</b>					
<b>Champ PV</b>					
Nb. de modules	158 unités	<b>Onduleurs</b>		1 unité	
Pnom total	70.3 kWc	Nombre d'unités		60.0 kWac	
		Pnom total		1.172	
		Rapport Pnom			

**Résumé des résultats**

Energie produite	77951 kWh/an	Productible	1109 kWh/kWc/an	Indice perf. PR	85.41 %
Energie utilisée	111071 kWh/an			Fraction solaire (SF)	44.99 %

**Table des matières**

Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Définition de l'horizon	5
Définition des ombres proches - Diagramme d'iso-ombres	6
Résultats principaux	8
Diagramme des pertes	9
Graphiques prédéfinis	10
Schéma unifilaire	11





**PVsyst V7.4.6**

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

**Energys (Suisse)**

**Paramètres généraux**

**Système couplé au réseau**

**Orientation plan capteurs**

**Orientation**

Plans fixes 4 orientations  
Inclin./azimuts 10 / 79.6 °  
10 / -100.4 °  
26 / -28.6 °  
29 / -28.6 °

**Horizon**

Hauteur moyenne 7.2 °

**Tables sur un bâtiment**

**Configuration des sheds**

Nbre de sheds 157 unités  
Plusieurs orientations

**Ombrages proches**

Selon chaînes de modules : Rapide (table)  
Effet électrique 100 %

**Modèles utilisés**

Transposition Perez  
Diffus Perez, Meteororm  
Circumsolaire séparément

**Besoins de l'utilisateur**

Définition ext. par fichier  
Profilor v5.34 - Château 30.csv

Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.	Ann.	
2225	2027	2276	1063	16775	22160	23375	23640	10821	1109	1087	4513	111071	kWh

**Caractéristiques du champ de capteurs**

**Module PV**

Fabricant Jinkosolar  
Modèle JKM-445N-54HL4R  
(Base de données PVsyst originale)

Puissance unitaire 445 Wc  
Nombre de modules PV 158 unités  
Nominale (STC) 70.3 kWc

**Champ #1 - Château 30**

Orient. mixe  
#1/2: 3/3 chaînes  
Inclinaison/Azimut 10/80 °  
10/-100 °  
Nombre de modules PV 90 unités  
Nominale (STC) 40.1 kWc  
Modules 6 chaîne x 15 En série

**Aux cond. de fonct. (50°C)**

Pmpp 37.2 kWc  
U mpp 463 V  
I mpp 80 A

**Champ #2 - Château 34**

Orientation #3  
Inclinaison/Azimut 26/-29 °  
Nombre de modules PV 40 unités  
Nominale (STC) 17.80 kWc  
Modules 2 chaîne x 20 En série

**Aux cond. de fonct. (50°C)**

Pmpp 16.55 kWc  
U mpp 618 V  
I mpp 27 A

**Onduleur**

Fabricant Huawei Technologies  
Modèle SUN2000-60KTL-M0\_400Vac  
(Base de données PVsyst originale)

Puissance unitaire 60.0 kWac  
Nombre d'onduleurs 1 unité  
Puissance totale 60.0 kWac

Nombre d'onduleurs 4 \* MPPT 14% 0.6 unité  
Puissance totale 34.2 kWac

Tension de fonctionnement 200-1000 V  
Puissance max. (=>30°C) 66.0 kWac  
Rapport Pnom (DC:AC) 1.17

Nombre d'onduleurs 1 \* MPPT 25% 0.3 unité  
Puissance totale 15.2 kWac

Tension de fonctionnement 200-1000 V  
Puissance max. (=>30°C) 66.0 kWac  
Rapport Pnom (DC:AC) 1.17



**PVsyst V7.4.6**

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

**Caractéristiques du champ de capteurs**

**Champ #3 - Château 32**

Orientation	#4		
Inclinaison/Azimut	29/-29 °		
Nombre de modules PV	28 unités	Nombre d'onduleurs	1 * MPPT 18% 0.2 unité
Nominale (STC)	12.46 kWc	Puissance totale	10.6 kWac
Modules	2 chaîne x 14 En série		
<b>Aux cond. de fonct. (50°C)</b>		Tension de fonctionnement	200-1000 V
Pmpp	11.59 kWc	Puissance max. (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	432 V	Rapport Pnom (DC:AC)	1.17
I mpp	27 A		

**Puissance PV totale**

Nominale (STC)	70 kWc
Total	158 modules
Surface modules	316 m <sup>2</sup>

**Puissance totale onduleur**

Puissance totale	60 kWac
Nombre d'onduleurs	1 unité
Rapport Pnom	1.17
Partage PNom défini	

**Pertes champ**

**Fact. de pertes thermiques**

Température modules selon l'irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K
Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s

**Perte de qualité module**

Frac. pertes -0.8 %

**Pertes de mismatch modules**

**Champ #1 - Château 30**

Frac. pertes 2.0 % au MPP

**Champ #2 - Château 34**

Frac. pertes 2.0 % au MPP

**Champ #3 - Château 32**

Frac. pertes 2.0 % au MPP

**Facteur de perte IAM**

Effet d'incidence (IAM): Fresnel, anti-reflets, n(verre)=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

**Pertes câblage DC**

Rés. de câblage globale	10 mΩ
Frac. pertes	1.5 % aux STC

**Champ #1 - Château 30**

Rés. globale champ	94 mΩ
Frac. pertes	1.5 % aux STC

**Champ #2 - Château 34**

Rés. globale champ	378 mΩ
Frac. pertes	1.5 % aux STC

**Champ #3 - Château 32**

Rés. globale champ	264 mΩ
Frac. pertes	1.5 % aux STC



**PVsyst V7.4.6**

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

**Energys (Suisse)**

**Définition de l'horizon**

Horizon from PVGIS website API, Lat=47°13'38", Long=7°7'22", Alt=900m

Hauteur moyenne	7.2 °	Facteur sur albédo	0.70
Facteur sur diffus	0.97	Fraction d'albédo	100 %

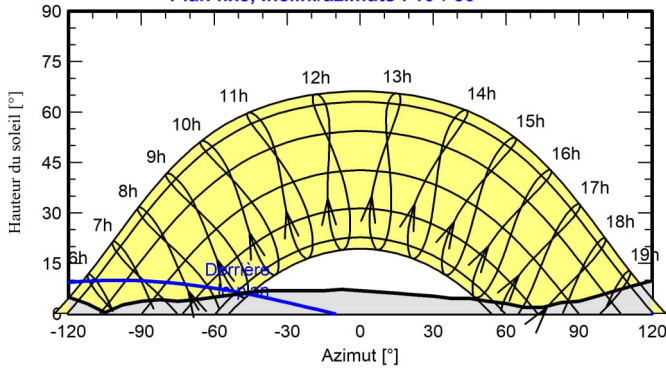
**Profil d'horizon**

Azimut [°]	-180	-173	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Hauteur [°]	13.8	13.4	12.6	12.2	10.7	8.8	7.3	5.0	3.1	0.4	2.7	3.8
Azimut [°]	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-15	-8	8	15	23
Hauteur [°]	4.2	3.8	4.2	5.0	5.7	6.5	6.9	6.9	7.3	6.5	6.1	5.7
Azimut [°]	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98	105	113
Hauteur [°]	5.3	4.6	4.6	3.8	3.1	1.9	1.9	3.4	3.8	5.3	6.9	8.4
Azimut [°]	120	128	135	143	150	158	165	173	180			
Hauteur [°]	9.9	10.7	11.8	12.6	12.2	12.6	13.0	13.8	13.8			

**Trajectoires du soleil (diagramme hauteur / azimut)**

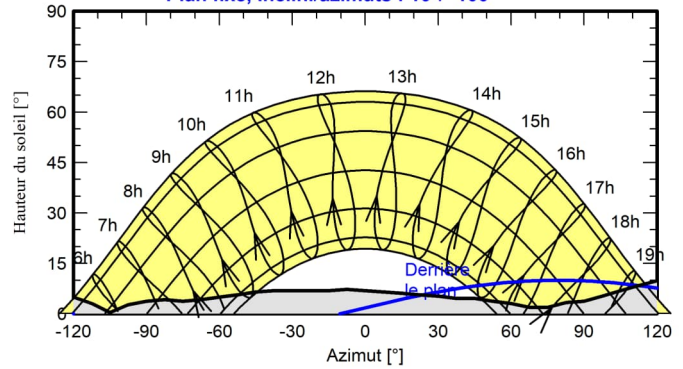
**Orientation #1**

Plan fixe, Incl./azimuts : 10°/ 80°



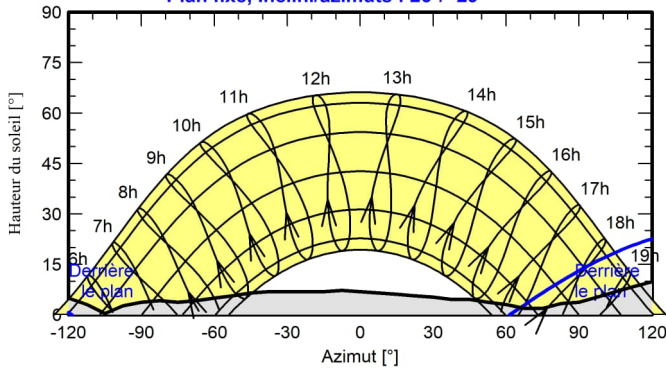
**Orientation #2**

Plan fixe, Incl./azimuts : 10°/ -100°



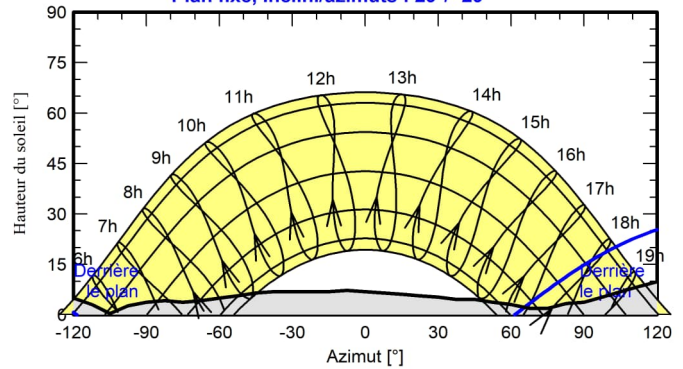
**Orientation #3**

Plan fixe, Incl./azimuts : 26°/ -29°



**Orientation #4**

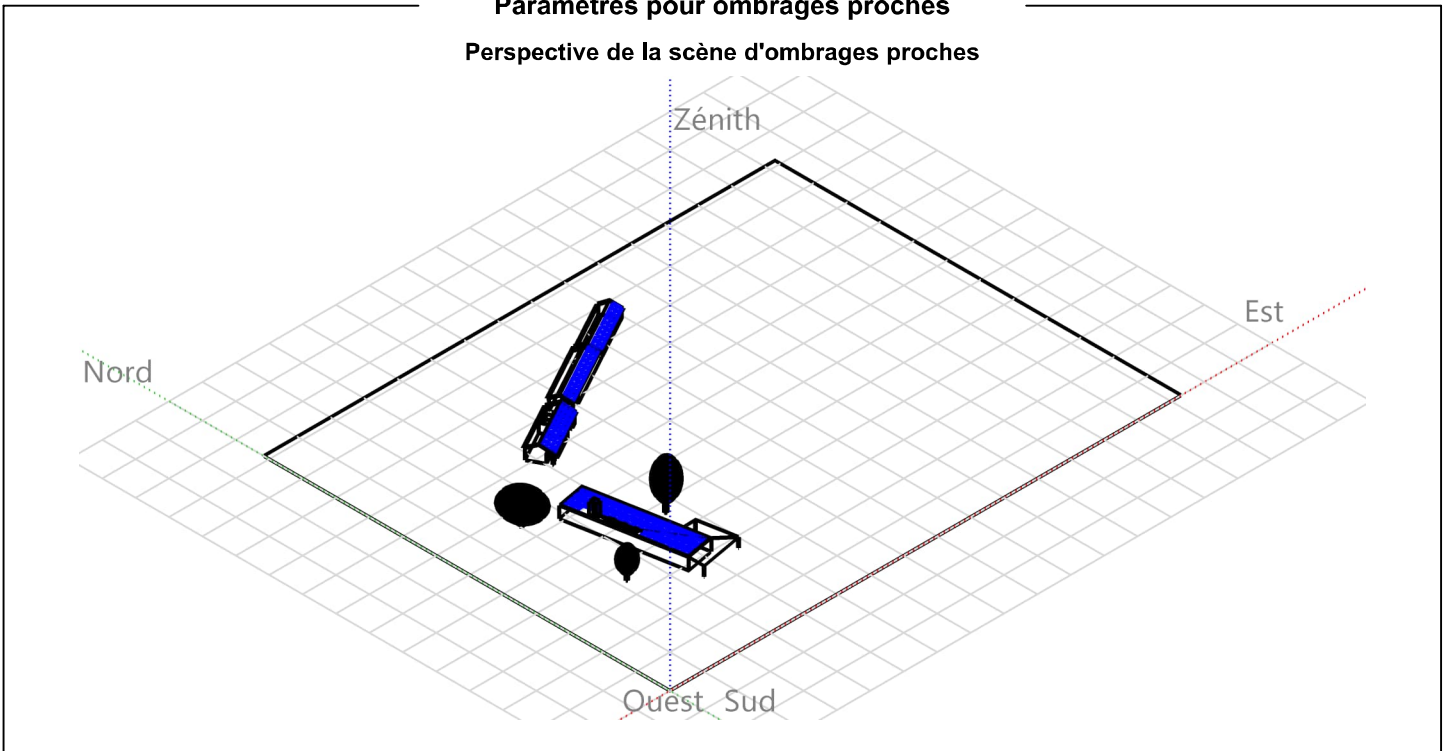
Plan fixe, Incl./azimuts : 29°/ -29°





PVsyst V7.4.6  
VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

**Paramètres pour ombrages proches**  
Perspective de la scène d'ombrages proches





PVsyst V7.4.6

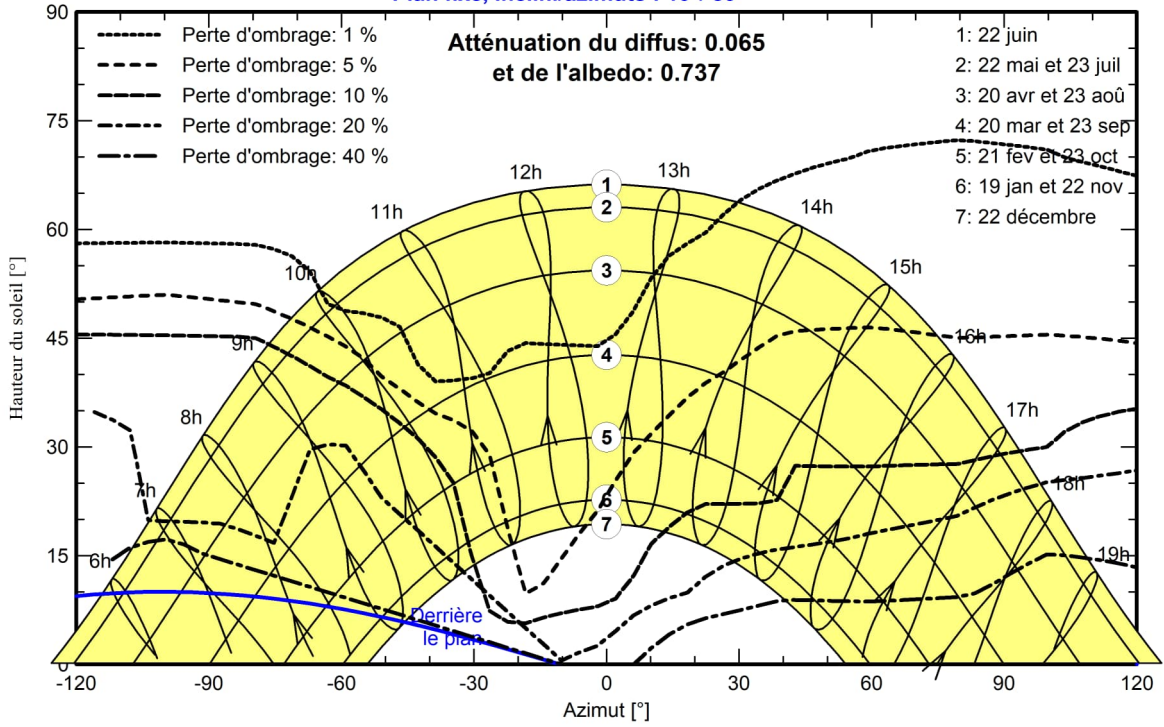
VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

Energys (Suisse)

Diagramme d'iso-ombrages

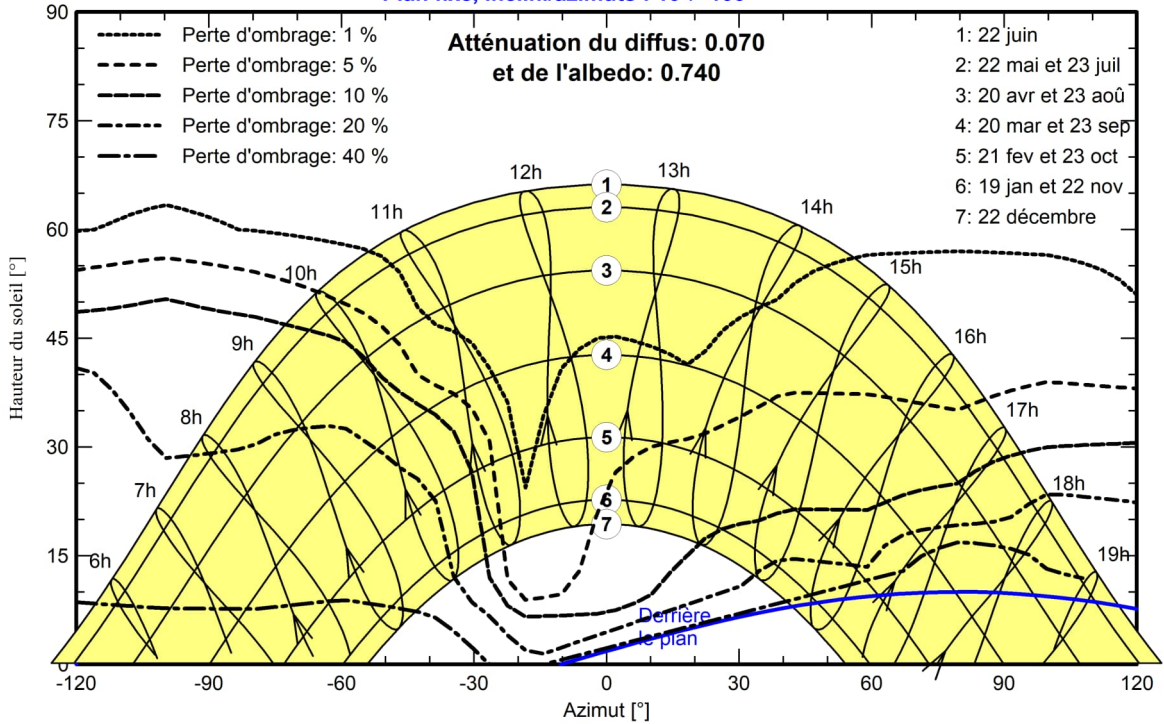
Orientation #1

Plan fixe, Incl./azimuts : 10°/ 80°



Orientation #2

Plan fixe, Incl./azimuts : 10°/ -100°





**PVsyst V7.4.6**

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

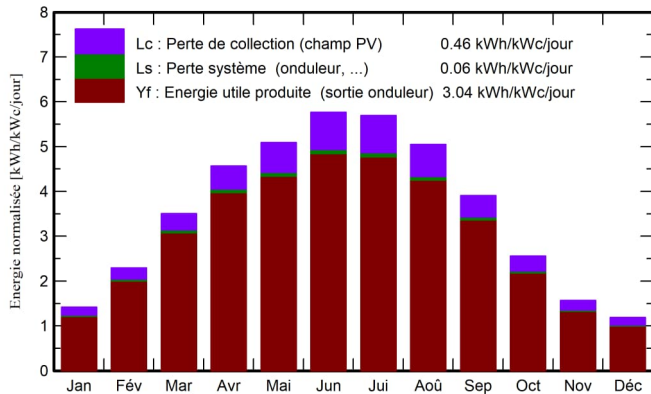
**Energys (Suisse)**

**Résultats principaux**

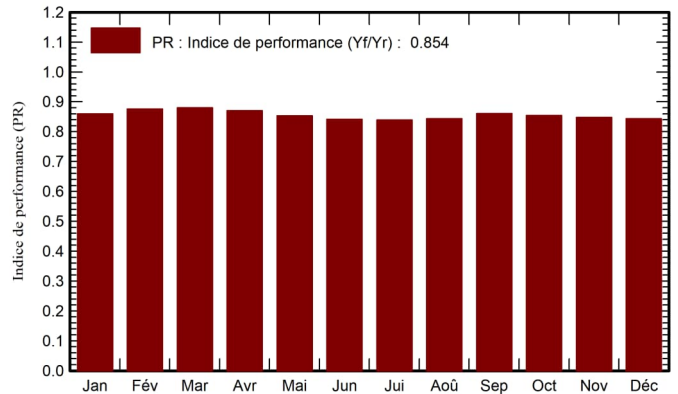
**Production du système**

Energie produite	77951 kWh/an	Productible	1109 kWh/kWc/an
Energie utilisée	111071 kWh/an	Indice perf. PR	85.41 %
		Fraction solaire (SF)	44.99 %

**Productions normalisées (par kWp installé)**



**Indice de performance (PR)**



**Bilans et résultats principaux**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	35.6	19.14	0.17	43.9	39.1	2709	2225	1022	1630	1203
Février	54.5	25.11	-0.21	64.2	58.2	4029	2027	1152	2797	876
Mars	98.9	47.02	3.35	108.6	100.3	6856	2276	1581	5143	694
Avril	131.6	68.96	6.95	137.1	127.1	8555	1063	864	7528	199
Mai	156.1	75.68	10.81	157.8	146.6	9655	16775	8268	1199	8506
Juin	174.2	80.39	14.81	172.9	160.8	10429	22160	9647	582	12513
Juillet	176.9	81.16	16.35	176.6	164.2	10618	23375	9983	432	13393
Août	151.7	66.30	15.83	156.6	145.8	9462	23640	9023	258	14617
Septembre	109.7	55.17	11.90	117.3	108.6	7239	10821	5584	1517	5238
Octobre	70.5	34.36	8.93	79.3	72.3	4857	1109	735	4025	374
Novembre	39.2	21.28	4.01	47.0	41.8	2864	1087	589	2214	498
Décembre	29.2	16.77	1.25	36.8	32.3	2230	4513	1528	653	2985
Année	1228.3	591.34	7.89	1298.0	1197.2	79502	111071	49976	27976	61096

**Légendes**

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_User	Energie fournie à l'utilisateur
T_Amb	Température ambiante	E_Solar	Energie du soleil
GlobInc	Global incident plan capteurs	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EFrGrid	Energie du réseau

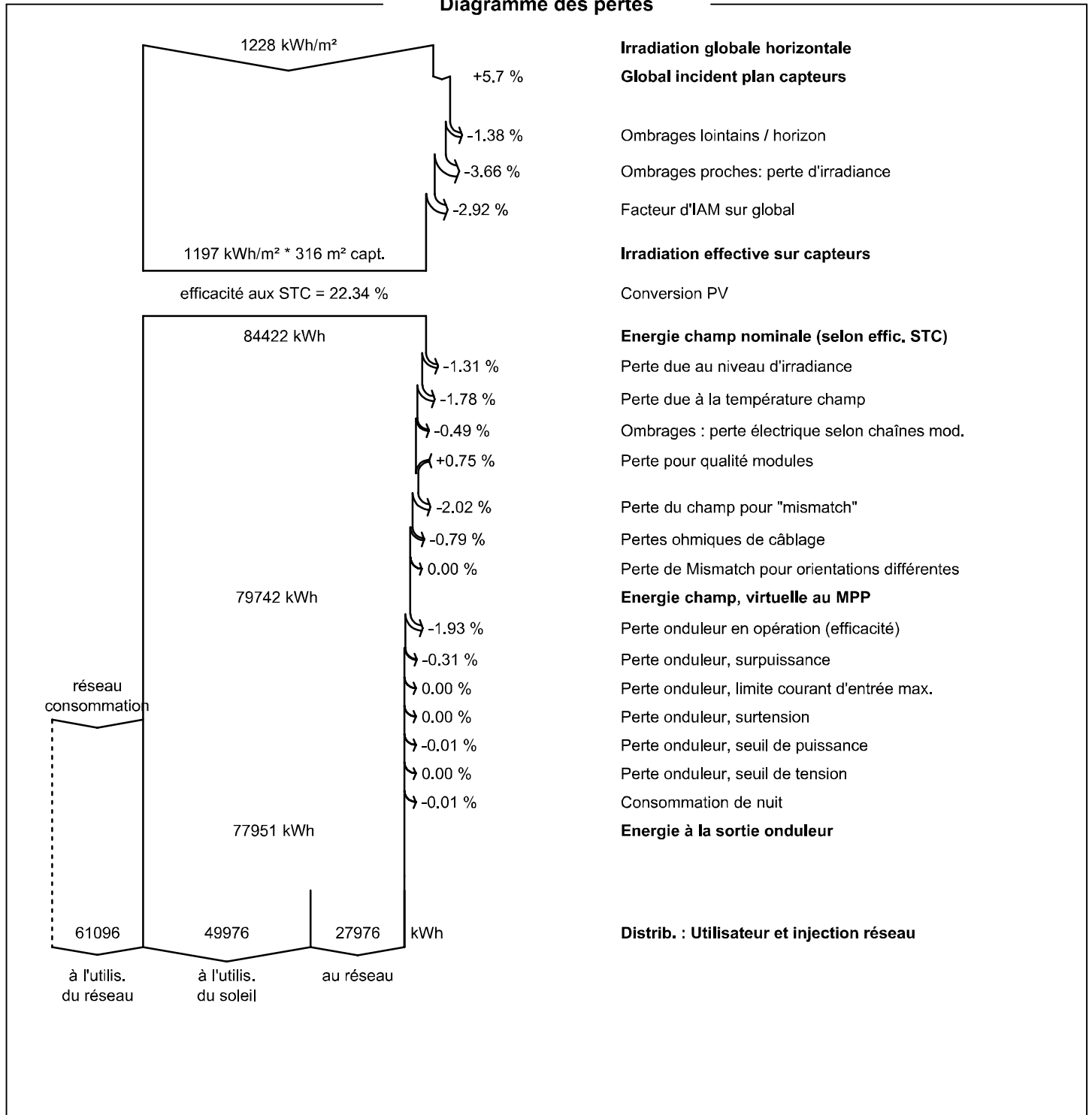


PVsyst V7.4.6

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

Energys (Suisse)

Diagramme des pertes



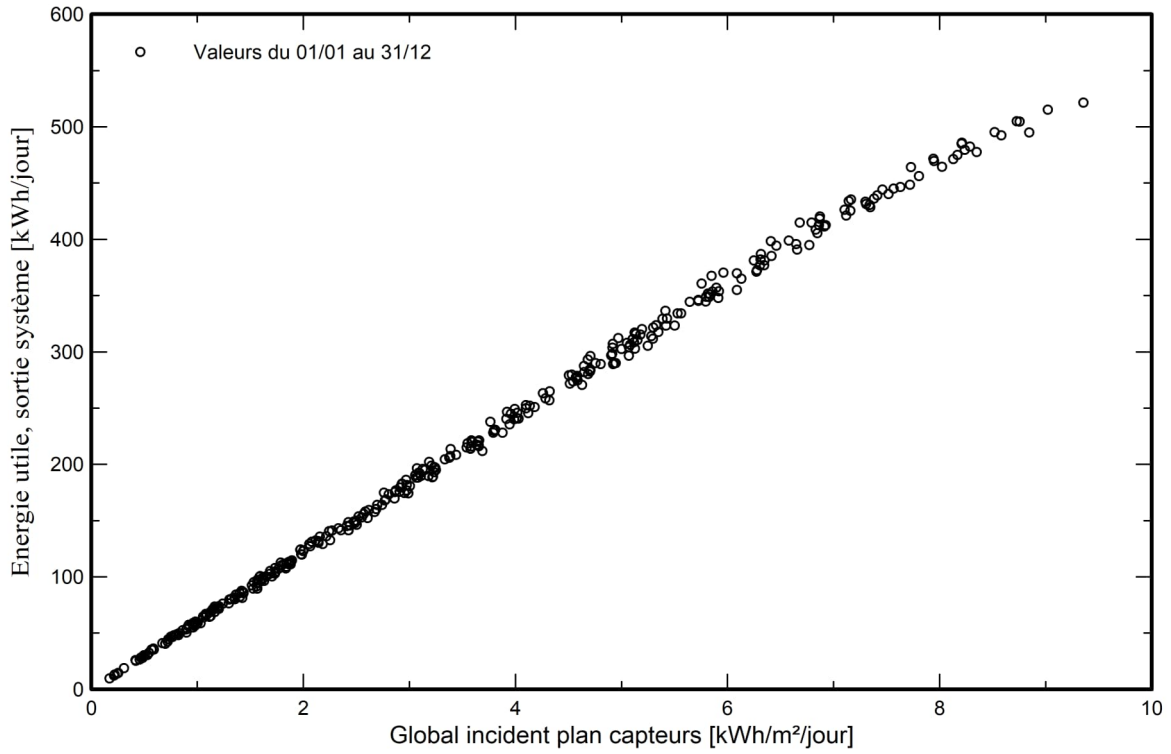


PVsyst V7.4.6

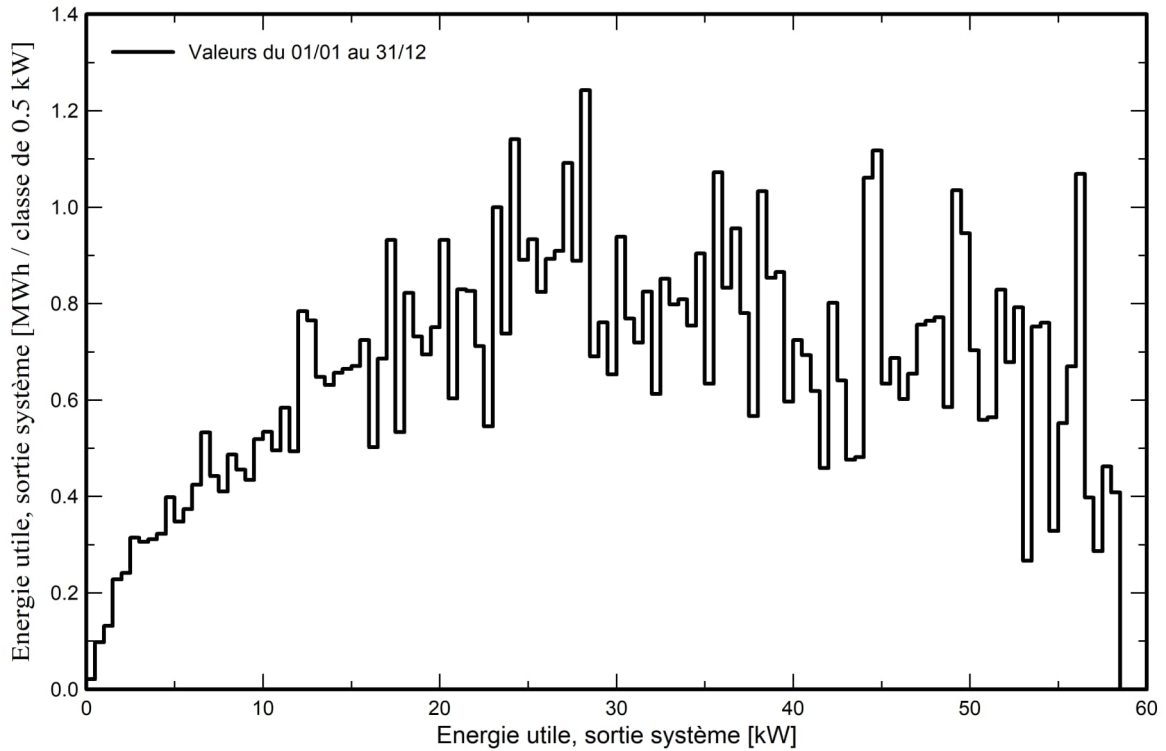
VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

Graphiques prédéfinis

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système



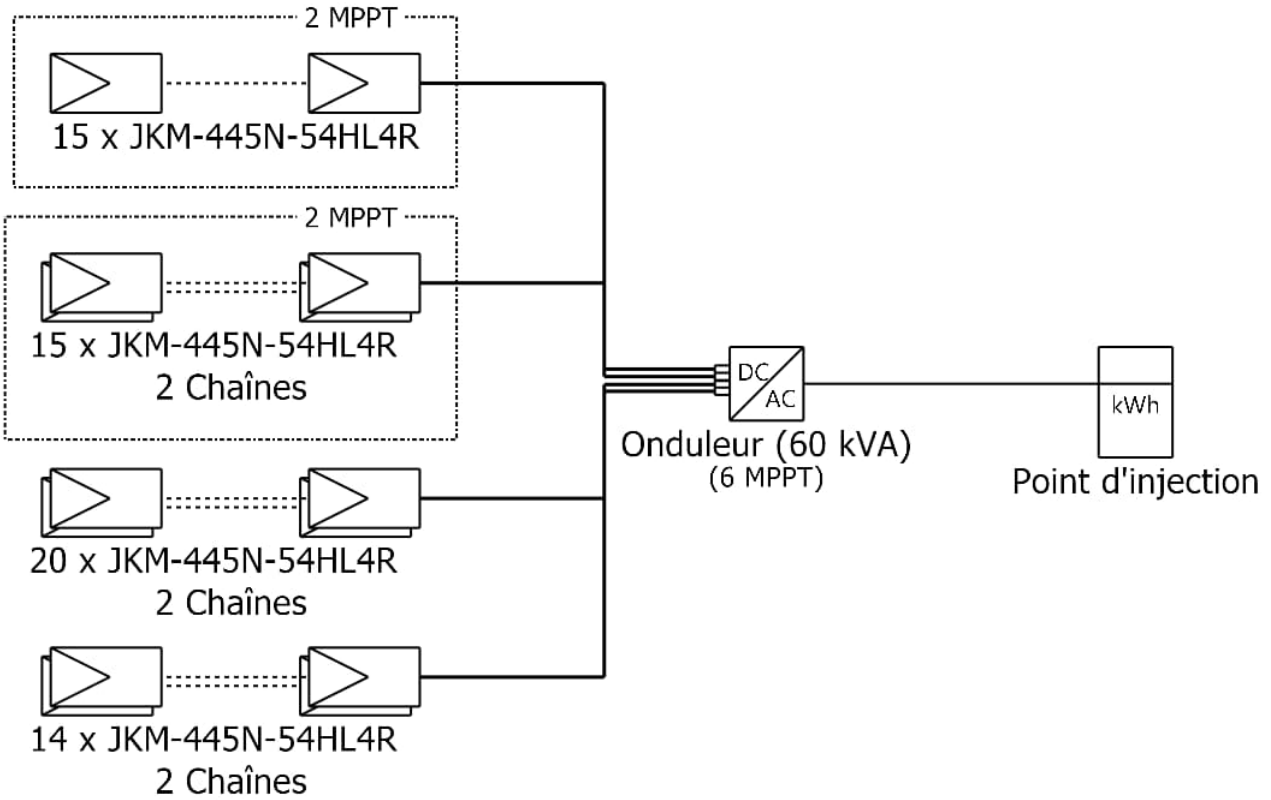




PVsyst V7.4.6

VC1, Simulé le :  
17/04/24 11:52  
avec V7.4.6

# Schéma unifilaire



Module PV	JKM-445N-54HL4R
Onduleur	SUN2000-60KTL-M0_400Vac
Chaîne 1	15 x JKM-445N-54HL4R
Chaîne 2	20 x JKM-445N-54HL4R
Chaîne 3	14 x JKM-445N-54HL4R



energys  
ingénierie du bâtiment

Services Techniques de Tramelan - Château 30

VC1 : Piscine

Energys (Suisse)

18/04/24