

# Table des matières

---

<b>AVANT-PROPOS ET REMERCIEMENTS .....</b>	<b>I</b>
<b>GLOSSAIRE .....</b>	<b>IV</b>
<b>TABLES DES ILLUSTRATIONS .....</b>	<b>V</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
Contexte énergétique et problématique .....	1
Objectifs.....	3
<b>CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART .....</b>	<b>4</b>
<b>1.1 Marché de l'électricité suisse .....</b>	<b>4</b>
1.1.1 Structure du réseau suisse .....	4
1.1.2 Acteurs économiques .....	5
1.1.3 Construction du prix .....	6
1.1.4 Energies renouvelables et rétribution .....	10
1.1.5 Evolution législative vers les microgrids .....	12
<b>1.2 Blockchain .....</b>	<b>13</b>
1.2.1 Applications dans le secteur de l'énergie .....	13
1.2.2 Principe et fonctionnement .....	15
<b>CHAPITRE 2 - DEVELOPPEMENT D'UNE STRATEGIE DE GESTION DE L'ENERGIE D'UN MICROGRID ET DEFINITION DU CAS D'ETUDE .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1 Présentation des scénarios.....</b>	<b>20</b>
2.1.1 Scénario de référence : Tarification sans microgrid .....	20
2.1.2 Scénario 1 : Tarification avec microgrid sans blockchain .....	21
2.1.3 Scénario 2 : Tarification avec microgrid et blockchain .....	23
<b>2.2 Indicateurs de performance pour la comparaison des scénarios .....</b>	<b>28</b>
<b>2.3 Conception du modèle de simulation .....</b>	<b>29</b>
2.3.1 Modélisation du système PV .....	30
2.3.2 Modélisation d'un prosumer .....	34
2.3.3 Modélisation du microgrid .....	35
<b>CHAPITRE 3 – APPLICATION ET RESULTATS APPLIQUES A LA GESTION ENERGETIQUE D'UN MICROGRID PAR LA BLOCKCHAIN .....</b>	<b>36</b>
<b>CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>43</b>

<b>REFERENCES</b> .....	<b>44</b>
<b>ANNEXES</b> .....	<b>47</b>
<b>ANNEXE 1 : Librairie Représentation Energétique Macroscopique</b> .....	<b>47</b>
<b>ANNEXE 2 : Caractéristiques du module Soltech STH-230P</b> .....	<b>49</b>
<b>ANNEXE 3 : Courbes de charge</b> .....	<b>50</b>
<b>ANNEXE 4 : Tarifs Romande Energie</b> .....	<b>52</b>
<b>ANNEXE 5 : Rayonnement annuel</b> .....	<b>53</b>
<b>ANNEXE 6 : Bibliographie d’icônes</b> .....	<b>54</b>

## Glossaire

---

AES	Association des entreprises électriques suisses
Capex	CAPital EXpenditures (anglais), capital d'investissement (français)
DAM	Double Auction Market
DUP	Durée d'utilisation de puissance
EICom	Autorité fédérale indépendante de régulation dans le domaine de l'électricité
EMS	Energy Management System, système de gestion énergétique et économique
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution (en Suisse : ESR, Romande Energie, SIG, ...)
GRT	Gestionnaire du réseau de transport (en Suisse : SwissGrid)
KPI	Key Performance Indicator (anglais), indicateur de performance (français)
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi fédérale sur l'Energie
Microgrid	Petit réseau regroupant plusieurs consommateurs et prosumers (=RCP)
Oapei	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l'énergie
Opex	OPerational EXpenditure (anglais), coûts opérationnels (français)
Prosumer	Contraction de PROducer et conSUMER (anglais), consommateur ayant une capacité de production
RCP	Regroupement de consommation propre

## Tables des illustrations

---

Figure 1: Niveaux de réseau [1].....	4
Figure 2 : Marché de l'électricité suisse .....	5
Figure 3: Ordre du mérite [4] .....	8
Figure 4: Scénario de la provenance de l'énergie .....	10
Figure 5: Addition des courbes de charges pour augmenter l'autoconsommation.....	12
Figure 6 : Réseau centralisé.....	15
Figure 7 : Réseau de nœuds distribué.....	15
Figure 8 : Processus d'ajout du bloc au reste de la chaîne.....	17
Figure 9: Structure actuelle sans microgrid.....	20
Figure 10 : Structure d'un microgrid sans blockchain .....	21
Figure 11 : Structure microgrid avec blockchain .....	24
Figure 12 : Double Auction Market .....	25
Figure 13 : Appariement du DAM - bilan positif.....	27
Figure 14 : Appariement du DAM - bilan négatif .....	27
Figure 15 : Schéma structurel PV .....	30
Figure 16 : Modèle PV .....	31
Figure 17 : Modèle PV avec commande du hacheur.....	31
Figure 18 : Modèle PV statique .....	32
Figure 19 : Algorithme MPPT avec stratégie P&O [35] .....	33
Figure 20 : Modèle maison.....	34
Figure 21 : Modèle microgrid .....	35
Figure 22 : Facture annuelle.....	37
Figure 23 : Factures hebdomadaires été.....	37
Figure 24 : Factures hebdomadaires hiver .....	37
Figure 25 : Part locale annuelle .....	39
Figure 26 : Transactions internes hiver .....	40
Figure 27 : Transactions internes été .....	41
Figure 28 : Energie échangée sur le Double Auction Market.....	42
Figure 29 : REM éléments de source .....	47
Figure 30 : REM élément d'accumulation .....	47
Figure 31 : REM conversion mono-physique.....	47
Figure 32 : REM conversion multi-physique.....	47
Figure 33 : REM couplage mono-physique.....	48
Figure 34 : REM couplage multi-physique.....	48
Figure 35 : REM inversion élément de conversion.....	48
Figure 36 : REM inversion élément de couplage.....	48
Figure 37 : REM inversion élément d'accumulation.....	48
Figure 38 : REM stratégie .....	48
Figure 39 : Courant / Tension.....	49
Figure 40 : Puissance / Tension .....	49
Figure 41 : Courbe de charge de la maison A et G .....	50
Figure 42 : Courbe de charge de la maison B.....	50
Figure 43 : Courbe de charge de la maison C.....	51
Figure 44 : Courbe de charge de la maison D.....	51

Figure 45 : Courbe de charge de la maison E .....	51
Figure 46 : Courbe de charge de la maison F .....	52
Figure 47 : Tarifs d'achat 2019 .....	52
Figure 48 : Tarifs de reprise 2019.....	53
Figure 49 : Rayonnement Bourg-en-Lavaux.....	53

# Introduction générale

---

## Contexte énergétique et problématique

Le marché de l'électricité suisse possède une certaine structure et hiérarchie. Les niveaux de tension sont bien délimités et le raccordement se fait suivant une réglementation. La stabilité (équilibre) du réseau ainsi que le transport national est la responsabilité de SwissGrid. La responsabilité de la distribution de l'électricité est quant à elle partagée entre de nombreux GRD. Chaque GRD possède une zone sur laquelle il peut opérer et où il n'a pas de concurrent. Il est le seul acteur de la zone. Ainsi les habitants de cette zone ont l'obligation de contracter avec ce GRD pour s'approvisionner en électricité. Depuis quelques années, de plus en plus de consommateurs installent des petites centrales de production renouvelable chez eux (surtout des moyens de production photovoltaïque installés en toiture). On définit ainsi le terme de prosumer de la manière suivante : consommateur final (connecté à la basse tension) et disposant d'installation de production propre. L'objectif du prosumer est alors de réduire sa facture d'électricité et d'autoconsommer une énergie verte et par essence locale. La problématique de ces installations repose sur le temps de retour sur investissement.

La démarche des prosumers s'inscrit pleinement dans les 3 piliers du développement durable. On observe tout d'abord un changement du point de vue économique. La rentabilité des installations de production renouvelable est primordiale. En Suisse, les consommateurs finaux possédant une centrale de production (prosumers) ont la possibilité de réinjecter leur énergie produite sur le réseau de distribution pour un certain montant. Or cette énergie est reprise à un tarif particulièrement faible correspondant à peu ou près au prix de l'énergie. La comparaison porte sur le fait que le tarif de l'énergie fournie par le GRD inclut le prix de la production, le transport, les services système et les taxes. Par conséquent, 1 kilowattheure produit et autoconsommé a plus de valeur et est plus rentable que 1 kilowattheure vendu au GRD dans la mesure où il permet de limiter partiellement l'utilisation du réseau. L'autoconsommation est donc à maximiser dans une certaine limite. De plus, selon la législation suisse actuelle, un prosumer ne peut vendre son énergie à une tierce personne ou entité que son GRD prédéfini. On se retrouve alors dans une situation où lorsque la production d'un prosumer est supérieure à sa consommation, il n'a d'autre solution que de revendre son énergie au GRD même si dans son quartier d'autres consommateurs soutirent de l'énergie du réseau au même instant. Ce premier frein est lié à une situation de monopole local des GRD qui est amenée à évoluer dans les années à venir. Toujours sous l'angle économique, les limitations dans la capacité d'investissement empêchent certains consommateurs de se transformer en prosumer ou d'augmenter la part d'autoconsommations des prosumers. Ce deuxième frein pourrait être alors contourné en levant le premier frein, lié à la situation de monopole des GRD. Le développement des échanges économiques entre les prosumers et consommateurs à l'échelle locale (quartier, village) permettra ainsi d'accroître la part d'autoconsommation des prosumers, de permettre à des consommateurs locaux de disposer d'une énergie propre et locale qui repose sur une notion d'autoconsommation à l'échelle du quartier tout en favorisant l'économie locale. On parle alors de centrales villageoises, de microgrid ou de communauté locale d'autoconsommateurs.

Le deuxième pilier lié à l'environnement repose sur l'impact environnemental de la production d'électricité. De plus en plus de consommateurs sont sensibles au moyen de production qui a été utilisé pour leur fournir cette énergie. Ils se préoccupent du changement climatique et de la qualité de leur énergie. Si les GRD ont anticipé cette évolution en diversifiant leurs offres commerciales, il ressort

néanmoins que les certificats de garanties d'origines ne peuvent garantir une énergie consommée propre et comporte toujours une part d'énergie importée dont la qualité est liée aux politiques étrangères. A titre d'exemple l'énergie importée de France est faiblement carbonée, mais repose sur une production nucléaire. A l'inverse l'énergie importée d'Allemagne est fortement carbonée de par l'utilisation des centrales à charbon. Tous ces choix stratégiques et politiques ne s'inscrivent pas dans une démarche de développement durable allant ainsi à l'encontre des attentes des consommateurs de plus en plus responsables. Cette politique d'énergie européenne repose sur l'interconnexion des réseaux de transport (à cette échelle on parle de super-grid) qui malgré leurs hautes performances induisent des pertes entre le lieu de production et le consommateur final. A l'opposé, les micro-réseaux permettent de garantir une production propre et renouvelable tout en limitant les pertes. Cette politique s'inscrit dans une démarche de décentralisation visant à rapprocher les producteurs et les consommateurs. On retrouve là encore une synergie commune avec les objectifs des prosumers, centrale villageoise et des communautés locales d'autoconsommateurs.

Le dernier pilier est lié aux aspects sociétaux. Les consommateurs, comme pour le pilier environnemental, se préoccupent de la provenance géographique de leur énergie et donc de l'impact de cette production sur l'activité économique locale. A titre d'exemple, le consommateur suisse va dissocier la production d'électricité produite par un barrage en Suisse de celle produite par une centrale thermique fonctionnant avec un combustible à charbon en Allemagne. Dans les deux exemples l'impact sur l'activité économique est différent avec dans le premier cas le soutien à une production locale qui certes peut-être plus onéreuse, mais qui en retour permet de fournir une activité professionnelle à son « voisin ». A l'échelle nationale, cela se traduit par la stratégie énergétique qui vise à augmenter la part de production d'énergie renouvelable tout en devenant indépendant énergétiquement. La Suisse étant un pays relativement petit avec un espace limité, cette augmentation d'énergie renouvelable ne pourra pas se faire uniquement avec des moyens de production centralisés, même pour des centrales solaires ou des champs d'éoliennes. Elle devra s'appuyer sur une production locale et renouvelable. Il émerge de ce dernier pilier encore un point commun avec l'approche des centrales de production d'électricité villageoises ou encore les communautés locales d'autoconsommateurs.

La convergence des objectifs économique, environnemental et sociétal des 3 piliers du développement durable s'inscrit dans cette démarche de promotion de la technologie des micro-réseaux. Ces derniers sont de réelles alternatives aux approches conventionnelles des réseaux électriques et donc des GRD. Cette technologie repose sur le besoin des centrales villageoises ou communautés locales d'autoconsommation, à savoir :

- Valoriser les aspects économiques en permettant d'accroître la rentabilité des prosumers tout en proposant aux consommateurs dont la capacité d'investissement est limitée de pouvoir tout de même de bénéficier d'une énergie locale, renouvelable et propre.
- Augmenter l'autoconsommation des prosumers afin de réduire la consommation sur le réseau des GRD et donc de réduire les pertes énergétiques liées au transport de l'électricité.
- Proposer une solution de développement durable respectueuse de l'activité professionnelle en développant des nouvelles activités économiques locales.

Si la technologie du micro-réseau existe et a fait l'objet de plusieurs démonstrateurs, il convient de considérer que le verrou législatif lié à la situation de monopole a conduit à bloquer les travaux de développement des technologies des services énergétiques permettant d'exploiter ces micro-réseaux dédiés aux centrales villageoises. Le travail proposé dans cette étude porte explicitement sur cette problématique et fait l'objet de l'objectif du travail de bachelor présenté ci-après dans ce rapport.

## Objectifs

Les microgrids sont déjà d'actualité à titre de démonstrateur, mais ils restent encore peu répandus pour les raisons exposées précédemment. Cette problématique limite les développements autour des services visés par ces communautés d'autoconsommateurs (centrales villageoises). Néanmoins, une nouvelle technologie informatique est considérée comme prometteuse et, qui appliquée à notre problématique des micro-réseaux énergétiques, peut potentiellement répondre aux développements de ces services énergétiques : la blockchain. L'objectif de ce travail porte donc sur l'évaluation du potentiel de gestion énergétique implémentée dans une blockchain de l'énergie répondant aux services énergétiques des centrales villageoises. A savoir, la transaction économique au sein d'un micro-réseau d'électricité local regroupant prosumers et consommateurs dans des centrales villageoises.

Ce travail va donc étudier le potentiel de cette technologie, à savoir ce qu'elle pourrait apporter d'un point de vue économique, environnemental et social. Ce travail s'inscrit dans une démarche de développement porté uniquement par de nouveaux acteurs du marché de l'énergie qui ont pour objectif de travailler sur l'intégration de cette technologie dans le but d'améliorer la gestion, la sécurité et la communication des microgrids et donc d'offrir une solution de services énergétiques fiables et adaptatifs.

Bien que ce thème soit très récent, il représente beaucoup d'opportunités pour les nouveaux acteurs. Ces dernières années de plus en plus d'entreprises et de startups se penchent effectivement sur cette problématique pour offrir de nouveaux services énergétiques. De plus, la technologie blockchain intégrée au microgrid ouvre la voie à de nouveaux modèles économiques disruptifs et permet de regrouper les consommateurs finaux et prosumers au sein des centrales villageoises. Toutes ces raisons s'inscrivent pleinement dans les objectifs de formation et contribuent aux développements de ces solutions dans la finalité des 3 piliers du développement durable.

Ce travail est structuré en 3 chapitres. Le premier chapitre porte sur l'état de l'art lié au contexte du marché de l'électricité suisse et à la technologie blockchain et ses applications dans le secteur de l'énergie. Par la suite, le deuxième chapitre présente le cas d'étude applicatif et le développement des stratégies de gestion de l'énergie (Energie Management System en anglais EMS). Ce travail repose sur un modèle de simulation qui a été développé afin d'analyser et d'étudier différentes stratégies EMS qui ont été développées. Enfin, le troisième et dernier chapitre présente les résultats appliqués au cas d'étude. Le travail est conclu en présentant les points majeurs de cette étude ainsi que les perspectives.



# Chapitre 1 : Etat de l'art

L'objectif de ce premier chapitre est de présenter l'état de l'art sur la situation actuelle du marché de l'électricité en Suisse afin d'en comprendre le fonctionnement et de pouvoir disposer des connaissances de base nécessaires à la détermination de la facture d'électricité dans le cadre d'un consommateur et d'un prosumer ayant souscrit un contrat auprès de son GRD selon le modèle économique en vigueur. Ce travail permettra ainsi de définir les résultats de références, qui seront comparés dans le chapitre 3, aux résultats d'une gestion énergétique développée pour les services d'un microgrid interconnectant localement des prosumers et consommateurs finaux. Cet état de l'art est complété par les aspects technologiques liés à la blockchain. L'objectif est ici de s'assurer de l'adéquation des services énergétiques développés avec les possibilités offertes par cette technologie.

## 1.1 Marché de l'électricité suisse

Afin de situer légèrement ce travail, il faut analyser la situation et l'organisation des réseaux électriques en Suisse. L'électricité produite par une centrale hydraulique, par une éolienne ou encore importée d'un pays voisin peut parcourir de nombreux kilomètres, traverser différents acteurs (propriétaires) et est transformée plusieurs fois jusqu'à ce qu'elle arrive en 230 volts triphasés chez soi. Toutes ces étapes sont bien orchestrées et automatisées afin de garantir un approvisionnement stable de 24 heures sur 24 et de 7 jours sur 7 toute l'année.

Afin de garantir un bon fonctionnement, des lois et des ordonnances prescrites par l'OFEN (LEne, LApei, OApei, ...) ainsi que des directives européennes existent.

### 1.1.1 Structure du réseau suisse

Tout d'abord, le réseau électrique suisse est un marché monopolistique qui est régulé par l'ElCom (commission fédérale de l'électricité). Il se subdivise en plusieurs étages. La différenciation de ces étages se fait par le niveau de tension et de transformation (voir Figure 1).

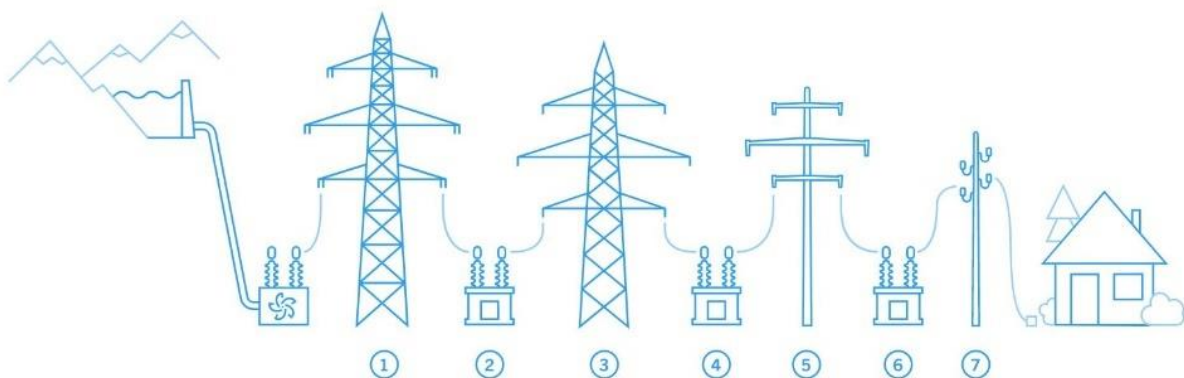


Figure 1: Niveaux de réseau [1]



Le niveau 1 constitue la plage de tension la plus élevée dans le réseau suisse. Ce niveau correspond à un niveau de tension de 380 kV ou 220 kV. C'est à ce niveau que sont connectées les grandes centrales de productions telles que les centrales nucléaires ainsi que les connexions avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) frontalier permettant les importations ainsi que les exportations. Dans le cadre suisse, ce niveau correspond donc au réseau de transport qui est géré par SwissGrid. Ce dernier est propriétaire de ce réseau et assure au travers des services système la régulation de la fréquence et de la tension selon les normes en vigueur. Le niveau 3 est constitué des réseaux de distribution suprarégionaux. La tension sur ces réseaux peut varier entre 150 kV et 36 kV. Le niveau 5 désigne, quant à lui, la moyenne tension ou les réseaux de distribution régionaux. La tension sur ces lignes est comprise entre 36 kV et 1 kV. Les industries consommatrices d'électricité (ou électro-intensif) sont fréquemment raccordées à ce niveau. Enfin, le niveau 7 (basse tension) est le réseau de distribution local qui est exploité à une tension inférieure à 1 kV. Ce réseau alimente l'ensemble des consommateurs finaux et donc la grande majorité des foyers. Les niveaux pairs (2, 4 et 6) sont des niveaux de transformation. Si un client se trouve à un de ces niveaux, cela signifie qu'il est propriétaire du transformateur. Au niveau 4, très peu de consommateurs se connectent en dehors de quelques exceptions comme l'aéroport de Genève. Pour le niveau 6, on rencontre essentiellement des industriels ainsi que des regroupements d'autoconsommateurs.

### 1.1.2 Acteurs économiques

Actuellement, le marché de l'électricité suisse est un marché monopolistique qui est régulé par l'ElCom. Sur ce marché, de nombreux acteurs effectuent des contrats entre eux pour aboutir à un approvisionnement de l'énergie chez les clients finaux. La structure du marché suisse ainsi que les principales relations contractuelles peuvent être simplifiées par la *Figure 2*.

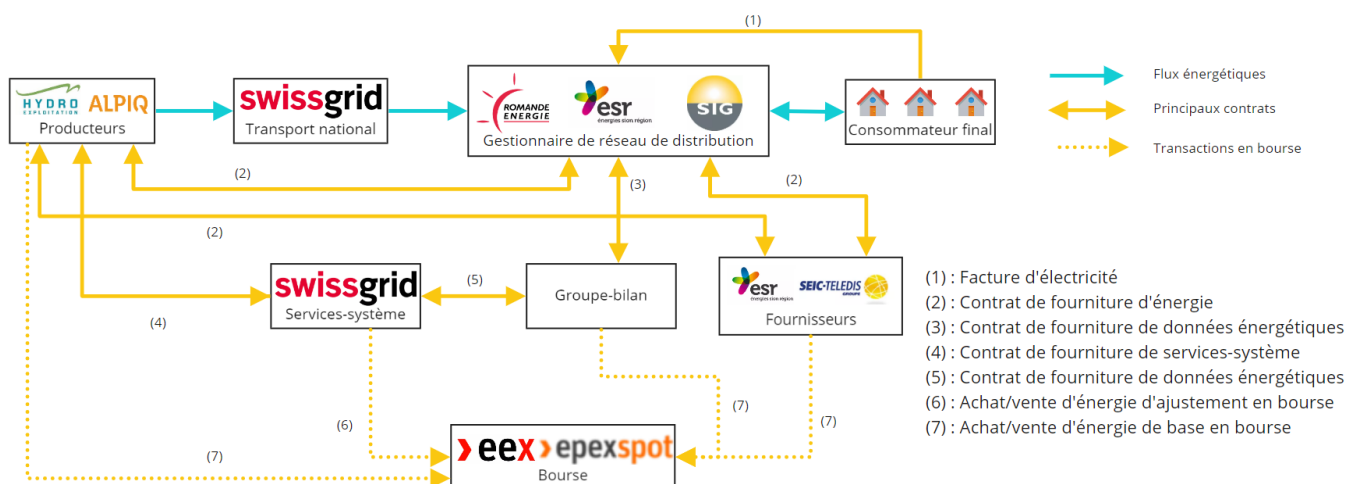


Figure 2 : Marché de l'électricité suisse

En Suisse, le marché de la distribution d'électricité est captif et par conséquent le consommateur final (ayant une consommation annuelle inférieure à 100 MWh) n'a pas la liberté de choisir son approvisionnement. Il ne lui est pas possible de choisir lui-même son GRD, son fournisseur, son producteur ni de s'approvisionner en énergie via les plateformes de bourse (exemple : EEX ou EPEX SPOT). Ces consommateurs finaux sont donc obligés de contracter auprès du GRD local qui assure la distribution dans la région où ils se trouvent. Le territoire suisse a la particularité d'être partagé par plus de 600 GRD [2], ce qui résulte en de nombreuses variations de prix en fonction de la localisation.

Ces GRD ont l'obligation de garantir un approvisionnement en électricité via un réseau sûr, performant et efficace (art.8, al 1 LApEl) [3] tout en respectant les normes en vigueur. Si les GRD assurent la distribution locale de l'électricité, ils leur incombent d'assurer la connexion auprès du réseau de transport ainsi que la fourniture d'énergie auprès des producteurs (le GRT assurant la mission d'équilibrage du réseau électrique). Pour ce faire, les GRD ont deux possibilités : Ils peuvent soit s'approvisionner via un producteur en énergie qui transite par le réseau de transport (GRT SwissGrid) soit d'acheter de l'énergie à un fournisseur. Ces fournisseurs représentent les « traders » de l'énergie. Ils achètent de l'énergie dans le but de la revendre. Ils peuvent acheter de l'énergie directement aux producteurs ou font du commerce sur les plateformes de bourse internationales.

Comme évoqué, la connexion du réseau de distribution au réseau de transport de manière directe ou indirecte implique implicitement le GRT SwissGrid dont le rôle est d'assurer la stabilisation en fréquence et la tension du réseau à l'échelle nationale. Plus précisément, la fréquence doit être de 50 Hz  $\pm$  0.4% et la tension autour de  $\pm$  10% de la valeur nominale (en fonction du niveau de raccordement). Afin de remplir sa fonction, SwissGrid reçoit des données de production et de l'ensemble des consommateurs qui sont regroupés en groupes-bilan et passe des accords avec des producteurs et sur la bourse pour assurer cet équilibre à chaque instant. Tous ces services ont un coût et cela se répercute jusqu'au client final. On s'intéressera dans la prochaine section comment le prix de l'électricité est construit.

### *1.1.3 Construction du prix*

Aujourd'hui, la tarification de l'électricité est très complexe et est dépendante de beaucoup de facteurs. De plus, plusieurs types de contrats sont possibles. C'est pour cette raison qu'il est impératif de décomposer le tarif afin de mieux le comprendre. C'est un marché où à chaque instant, la production doit exactement correspondre à la consommation. Les différences entre ces deux provoquent une fluctuation du prix ainsi qu'une déstabilisation du réseau. La fluctuation du prix est une conséquence de la loi de l'offre est de la demande. Lorsqu'on a une plus grande production que de consommation électrique, le prix diminue et vice versa si la production est plus petite que la demande. Dans cette section, on va détailler comment l'électricité peut être facturée, puis on va décomposer cette facture pour un consommateur final.

#### *1.1.3.1 Comment tarifier l'électricité ?*

Pour commencer, il convient d'étudier sous quelle forme est facturée l'électricité aux consommateurs finaux. De manière générale il existe 3 composantes principales qui sont pondérées entre elles en fonction des contraintes de chacun des GRD. On retrouve ainsi les composantes suivantes : la consommation d'énergie, la puissance soutirée au réseau ainsi que l'abonnement.

La manière la plus courante pour facturer un foyer est de tarifier en fonction de sa consommation et donc de l'énergie qu'il a utilisée. L'avantage de cette technique est que cela favorise une consommation plus modérée ainsi qu'une autoconsommation propre. Un foyer avec une installation photovoltaïque va consommer moins d'énergie et ainsi sa facture sera plus faible.

La deuxième méthode est de tarifier en fonction de la puissance prélevée au réseau de distribution. Cette méthode est plus souvent utilisée pour les industries dont les appels de puissance sont élevés. Le réseau de transport et celui de distribution sont dimensionnés en fonction de la puissance maximale

de raccordement et impliquent directement la section des lignes ainsi que les surintensités des transformateurs. Ainsi cette tarification en puissance a l'avantage de mieux représenter les coûts du réseau et de les répercuter sur le consommateur. De plus, cela récompense les consommateurs avec une consommation constante et une Durée d'Utilisation en Puissance élevée.

La dernière manière de facturer repose sur un abonnement. C'est un tarif fixe que l'on paie par mois ou par année. Cela permet de rémunérer le GRD indépendamment de la consommation énergétique ou des appels de puissance du client.

### 1.1.3.2 Décomposition de la facture

Sur la base des méthodes de facturation, il est maintenant possible d'étudier la décomposition de la facture qui repose sur une combinaison des trois méthodes de facturation.

La première composante est l'énergie en elle-même. Elle représente les électrons que le client a consommés. Le prix de l'électricité se forme sur le marché libre, à la bourse ou un contrat de gré à gré. Comme dit plus haut, l'offre doit constamment correspondre à la demande. Les variations entre ces deux provoquent une fluctuation du prix de l'électricité. La difficulté réside dans le fait que de nombreux facteurs peuvent influencer l'offre et la demande. Par exemple, la consommation peut varier en fonction de la température, mais aussi en fonction du rythme de vie des personnes. L'offre (la production) varie en fonction du contexte international de l'énergie et depuis peu pour les énergies renouvelables de la météo (rayonnement pour les PV, précipitations et fonte des neiges pour les centrales hydrauliques et vent pour les éoliennes), de la disponibilité des centrales (l'arrêt des centrales nucléaires provoque une hausse de prix) et le prix des combustibles. De plus, la Suisse importe et exporte beaucoup d'électricité. Ainsi le prix de l'électricité suisse est très fortement influencé par les prix pratiqués dans les pays voisins. Finalement, l'ensemble de ces facteurs se traduisent par la construction d'un tarif de l'énergie entre l'offre et la demande.

Sur la base de ce modèle, il est pertinent de s'intéresser de plus près à la formation du prix à la bourse. Sur le marché européen il existe plusieurs bourses dont EPEX Spot qui s'occupe de gérer les marchés en Allemagne, en France, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche, et en Suisse. Comme dit plus haut, le prix de l'électricité est influencé par les centrales sollicitées. Ces dernières sont elles-mêmes modulées en puissance voir mises en marche ou arrêtées en fonction du prix de l'électricité. Ce dernier est fixé par la logique de l'ordre du mérite.

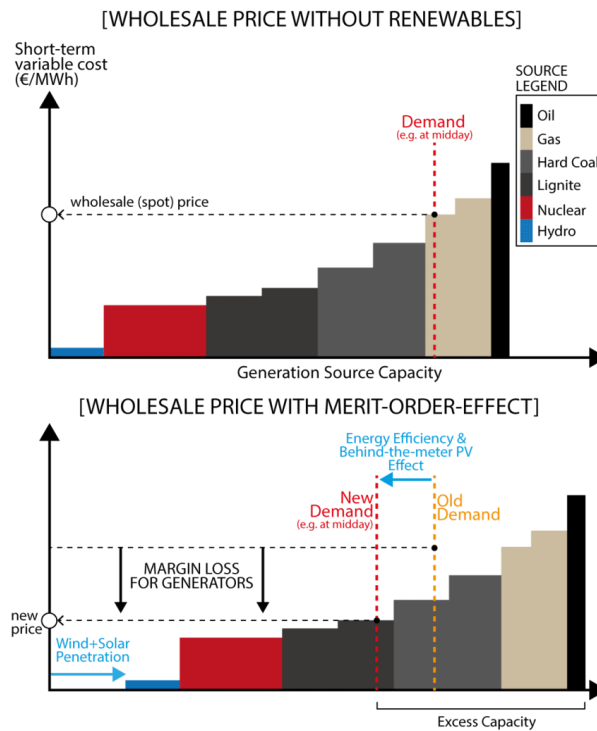


Figure 3: Ordre du mérite [4]

L'ordre du mérite explique qu'en fonction de la demande, ce sont les centrales avec les coûts marginaux les plus faibles qui l'emportent. Les coûts marginaux retenus sont les coûts de la dernière unité produite (OPEX). La Figure 3 présente le coût d'exploitation d'une centrale nucléaire qui est plus faible que celui d'une centrale à gaz. Par conséquent, la centrale nucléaire sera sollicitée en premier. Le prix de l'électricité à la bourse est fixé par la dernière offre qui remporte le contrat. Toutes les capacités de production avec un coût marginal plus haut que le prix de l'électricité ne fonctionnera pas, car elles ne seront pas rentables.

L'introduction des énergies renouvelables dans le réseau influence fortement les prix de l'électricité notamment par le caractère intermittent. Les énergies renouvelables ont des coûts d'exploitation très faible (à l'inverse du gaz et du pétrole, le vent et le soleil sont des ressources gratuites). De plus, en Suisse et afin de soutenir le développement des énergies renouvelables, la RPC (rétribution à prix coûtant) oblige les distributeurs à racheter l'énergie renouvelable à leurs producteurs. Par conséquent, lorsqu'elles produisent, elles se placent tout au début de l'ordre du mérite faisant ainsi baisser le prix de l'électricité. Ce dispositif permet de soutenir l'investissement dans ces technologies d'énergie renouvelable.

L'anticipation dans le temps est importante pour acheter l'énergie sur les marchés. Il est, par exemple, possible d'acheter des grands blocs d'énergie (puissance constante sur une semaine ou un mois complet) en avance (jusqu'à 3 ans en avance), puis des moyens blocs (puissance constante sur une journée ou une heure) le jour d'avant voire le jour même. Le but étant d'anticiper au plus près la consommation des clients afin d'acheter le strict nécessaire. Les différences entre l'énergie achetée et réellement consommée sont appelées énergies d'ajustement. Cette énergie est achetée ou vendue au prix spot du marché par le GRT afin d'assurer l'équilibrage. La prédiction est donc un enjeu très important pour les GRD afin de ne pas perdre de l'argent en achetant trop d'énergie ou de se faire pénaliser par SwissGrid à la suite d'une sous-estimation de la consommation. Il faut noter que les consommateurs ne perçoivent pas les fluctuations des prix de l'électricité et ont un tarif d'énergie fixe pour toute l'année. Ce tarif couvre les fluctuations sur l'année.

La deuxième composante repose sur l'acheminement régional et le transport national de l'électricité et donc de l'utilisation du réseau électrique. Cette partie de la facture couvre donc les frais du réseau. Selon l'art.14, al 2 LApEI, ces derniers doivent être payés par les consommateurs finaux. De plus, les tarifs chez un même gestionnaire sont fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement et doivent être uniformes par niveau de tension et par catégorie de consommateurs (art.14, al 3 LApEI). Cette partie est facturable sous les 3 manières exposées ci-dessus (énergie (correspondant aux pertes), puissance (correspondant au dimensionnement du réseau) et abonnement (couvrant les frais généraux)). A l'heure actuelle, la majorité des GRD facture les consommateurs finaux en énergie avec chez certains une composante en abonnement. Pour les clients plus importants, notamment avec une consommation annuelle de plus de 50 MWh<sup>1</sup> [5], un tarif en puissance est appliqué. A l'avenir, une composante en puissance pour les consommateurs finaux peut être envisageable, sachant qu'elle représente mieux les frais d'utilisation du réseau et permet de tarifier correctement les consommateurs possédant une centrale de production.

Les GRD et les GRT déterminent leurs tarifs selon leurs coûts imputables et les redevances et prestations. Les principaux éléments pris en compte sont les amortissements et intérêts de l'infrastructure du réseau, les coûts d'exploitation, les coûts de systèmes de mesures et de commandes et les frais administratifs [6].

L'exploitation des réseaux électriques repose sur des critères de qualités de tension et fréquence. Ainsi un écart entre la production et la consommation provoque un déséquilibre en fréquence puis en tension sur le réseau. Lorsque la production est supérieure à la consommation, la fréquence du réseau augmente et baisse si elle est inférieure. Pour parvenir à cet équilibre, le GRT doit assurer cette fréquence et cette tension selon une certaine tolérance. Lorsque la fréquence du réseau sort de cette tolérance, il est impératif de la stabiliser. Une augmentation ou une diminution trop importante de la fréquence peut induire des dommages possibles aux équipements sous tension chez l'ensemble des consommateurs concernés par cette perturbation. En cas d'extrêmes différences entre la production et la consommation, une partie du réseau peut être déconnecté du réseau afin de délester une partie de la charge et donc provoquer un black-out.

En Suisse, SwissGrid est responsable de maintenir la fréquence du réseau à 50 Hz et ainsi de l'égalité entre la production et la consommation. Pour y arriver, il contractualise des prestations auprès de tiers qui lui fournissent de l'énergie d'ajustement au travers des services système. Tous ces services système ont un coût qui est intégralement refacturé aux consommateurs finaux via leurs GRD. Par conséquent, la prévision de la consommation ainsi que de la production intermittente est un enjeu primordial pour garantir les critères de stabilité du réseau électrique. De ces prévisions dépendent les achats d'énergies pour les GRD. Ainsi sur la base des différents groupes-bilan (groupe regroupant plusieurs consommateurs, dont les GRD) qui fournissent la consommation réelle sur leurs périmètres). Sur cette base comparée avec les ordres d'achat d'énergie, il est impossible d'identifier la quantité d'énergie de déséquilibre d'un consommateur et de lui facturer les services système lui incombant.

---

<sup>1</sup> Jusqu'à maintenant, la plupart des GRD applique le tarif en puissance en fonction du pic de courant de la ligne consommateur. Ce nouveau critère sera appliqué pour 2020 et est déjà appliqué par certains GRD (ex : Romande Energie).

Enfin, la dernière composante représente les taxes. Pour les consommateurs finaux, elle se fait également en énergie avec une composante abonnement dans certain cas. Ces taxes sont de niveau fédéral, cantonal et communal. Les deux taxes fédérales sont appliquées sur l'ensemble du territoire suisse. La première est le supplément fédéral énergies renouvelables qui vise à promouvoir et financer via la RPC les énergies renouvelables. Elle s'élève à une hauteur de 2.2 cts/kWh. La seconde taxe est le fond de protection des eaux et des poissons qui est facturée à 0.1 cts/kWh. Les taxes cantonales et communales quant à elles varient en fonction de la situation géographique du point de raccordement.

Sur la base de ces composantes : énergie, réseau (infrastructure et services système) et taxes chacun des GRD peut proposer différents types de contrat. Dans la mesure où chacun des GRD propose des contrats différents, il n'est pas possible de dresser une liste exhaustive. Cependant au regard des objectifs de l'étude, il est pertinent de considérer les conditions de valorisation financière des producteurs d'énergie renouvelable.

### 1.1.4 Energies renouvelables et rétribution

En 2017, la population suisse a validé la loi sur l'énergie. Cette dernière vise à réduire la consommation d'énergie, augmenter l'efficacité énergétique de la Suisse, à promouvoir les énergies renouvelables et à sortir du nucléaire [7].

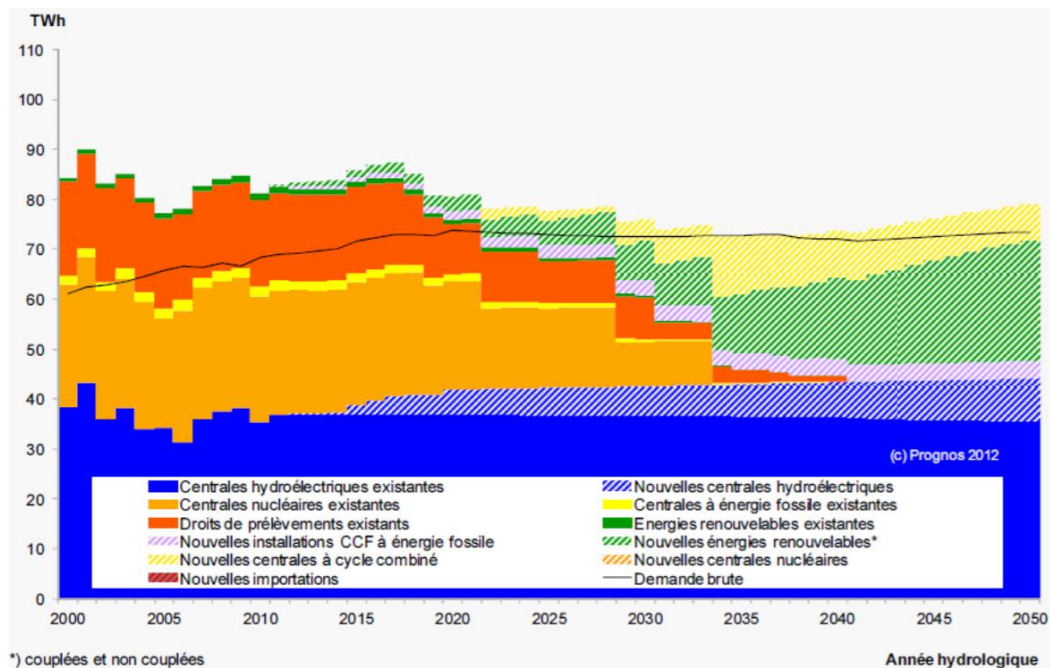


Figure 4: Scénario de la provenance de l'énergie<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Source : Prognos 2012

Actuellement, la Suisse est alimentée par une électricité provenant :

- du nucléaire (31.7%),
- des centrales au fil de l'eau (25.9%),
- des centrales hydrauliques à accumulation (33.7%),
- des centrales thermiques classiques et centrales chaleur-force (4.7%)
- des énergies renouvelables (4%) [8].

La figure ci-dessus montre un scénario probable de l'évolution de la provenance de l'énergie. On observe que la production nucléaire va fortement baisser ainsi que les importations. Pour combler ce manque, de nouvelles centrales hydroélectriques seront construites. Mais étant donné que le potentiel d'exploitation est limité, l'augmentation de production l'est aussi. C'est pourquoi les énergies renouvelables joueront un rôle essentiel avec une très forte augmentation. Ces énergies renouvelables sont composées des éoliennes et de l'énergie photovoltaïque. Dans le cadre des moyens de production des consommateurs finaux, l'étude, le travail se concentrera sur la seconde.

Le potentiel solaire peut être exploité soit par des grandes installations centralisées soit par des petites installations décentralisées et réparties sur l'ensemble du territoire. En Suisse, la majorité des projets sont des petites installations mises en place chez les consommateurs finaux. Grâce à ces installations, ils peuvent consommer de l'énergie verte, durable et locale et aussi diminuer leur achat d'énergie annuelle et donc réduire leur facture d'électricité chez leur GRD. Ces petites centrales sont coûteuses et ont un temps d'amortissement relativement long (10-20 ans). Pour encourager ces petites installations chez les particuliers, la Confédération a mis en place un système de rétribution (avant 2018 : rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), après 2018 : rétribution unique (RU)). La RU est un montant calculé en fonction de la puissance de l'installation. Ce montant permet ainsi de diminuer l'investissement et donc d'améliorer le temps d'amortissement de l'installation. Ces rétributions sont gérées par Pronovo.

Sans système de stockage, les consommateurs finaux sont contraints soit à consommer directement leur énergie produite, soit à la vendre au GRD en la réinjectant dans le réseau. Comme dit plus haut, pour l'instant, les consommateurs finaux ont l'obligation de contracter avec leur GRD. Par conséquent, un consommateur final ne peut vendre son surplus d'énergie qu'à son GRD attribué. Les GRD quant à eux ont l'obligation de reprendre l'énergie injectée [9]. Ces centrales villageoises créent ainsi un nouveau type de clients : les prosumers. Ils sont à la fois consommateurs et à la fois producteurs. Lorsque ces prosumers consomment moins que ce qu'ils produisent, ils réinjectent l'énergie sur le réseau. Pour cela, leur GRD les rétribue avec un tarif représentant plus ou moins le prix de la composante énergie de la facture. Lorsque ces prosumers achètent 1 kWh au GRD, il paie la partie énergie, mais aussi l'acheminement, les services système et les taxes. Par conséquent, acheter 1 kWh est plus cher que de vendre 1 kWh produit. Ainsi l'autoconsommation est un élément clé pour la rentabilité de ces centrales photovoltaïques. En augmentant l'autoconsommation, les prosumers raccourcissent la durée d'amortissement, augmentant ainsi la rentabilité de leur installation.

Les garanties d'origine sont un autre moyen incitatif de valorisation de l'énergie renouvelable. Cela permet d'assurer aux consommateurs la provenance de leur énergie. Pour chaque kilowattheure produit, une garantie d'origine est générée. Elle est détachée du flux physique de l'électricité et est traitée séparément. A l'heure actuelle, les garanties d'origines appliquent la norme européenne des certificats énergétiques (EECS, European Energy Certificate System) et le marché des garanties



d'origine est libéralisé. La garantie d'origine générée en Suisse peut être commercée avec la plupart des pays de l'ouest de l'Europe [10]. Par conséquent, les prosumers peuvent choisir librement à qui vendre leurs garanties d'origine et ne sont pas dans l'obligation de les vendre à leur GRD.

### 1.1.5 Evolution législative vers les microgrids

On a vu dans le paragraphe précédent que l'autoconsommation doit être optimisée pour augmenter la rentabilité de l'installation. Cette autoconsommation peut être augmentée dans le cadre d'un Regroupement de Consommation Propre (RCP). Ce dernier est un regroupement de plusieurs clients finaux. Le RCP ne représente alors plus qu'un seul client final pour le GRD. C'est-à-dire que le RCP, constitué de plusieurs consommateurs et prosumers, recevra une seule facture de la part du GRD. Le RCP assurant alors la gestion des factures à l'interne pour que chaque habitation dispose de sa propre facture, en fonction de sa consommation électrique. En Suisse, ces regroupements sont autorisés depuis 2014, mais dépendent encore de la volonté des GRD [11]. Pour établir un RCP, il est obligatoire de produire de l'énergie. Il faut que la puissance installée totale soit égale ou supérieure à 10% de la puissance de raccordement du RCP [12]. Dans la mesure où ce RCP correspond à un regroupement de plusieurs consommateurs finaux non distants les uns des autres, on peut établir qu'une RCP s'appuie sur un microgrid disposant de moyens de production propre, d'une connexion au réseau électrique de distribution et d'un propre réseau de distribution interne de l'électricité. Les microgrids offrent plusieurs avantages. Tout d'abord, cela permet d'augmenter la part d'autoconsommation. En se regroupant, les courbes de charges vont se superposer pour en donner une nouvelle. Les différentes habitudes et manières de consommer vont s'amenuiser pour former une tendance.

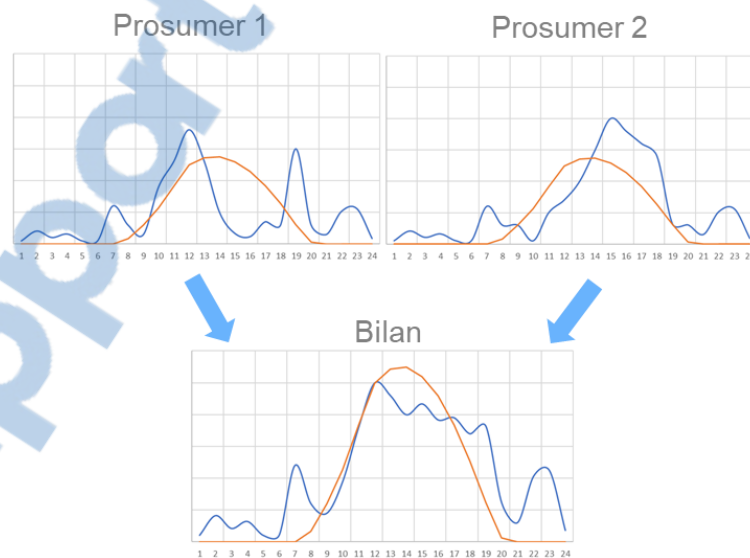


Figure 5: Addition des courbes de charges pour augmenter l'autoconsommation

Sur la Figure 5, on observe la courbe de charge de 2 prosumers (bleu) et leur production respective (orange). Le prosumer 1 a une autoconsommation de 59% et le prosumer 2 de 81%. On constate qu'en les regroupant on obtient ici une nouvelle courbe de charge qui permet de mieux suivre la courbe de production. La part d'autoconsommation du bilan est alors améliorée et portée à 89%.

Un autre avantage des regroupements de consommation propre repose sur le fait que les membres consomment de l'énergie produite localement et sont ainsi sûrs de la provenance. De plus, ces RCP favorisent l'intégration de production renouvelable (et décentralisé) en permettant aux particuliers possédant une petite installation d'augmenter leur rentabilité. Le pilotage énergétique (dont le comptage) hier assuré par le GRD va devoir maintenant faire l'objet d'activité au sein du microgrid. Diverses manières et technologie permettent d'assurer ces fonctions essentielles à l'exploitation des microgrids. Une technologie relativement récente se montre prometteuse dans le secteur énergétique et dans l'application d'un microgrid : la Blockchain.

## 1.2 Blockchain

La blockchain est une nouvelle technologie en plein essor avec des domaines d'applications très vastes. Cette technologie a été créée en 2008 avec une première application : Bitcoin. Son but est de pouvoir procéder à des transferts d'actifs. Les usagers peuvent s'envoyer de la monnaie virtuelle à travers le monde via un réseau distribué et éliminant ainsi les intermédiaires comme les banques.

Mais Bitcoin n'est qu'un exemple d'application de la blockchain. On identifie beaucoup d'autres applications dans différents domaines tel que l'alimentaire (chaîne logistique), la santé (traçabilité et données), l'immobilier (transparence) et aussi le secteur de l'énergie [13]. Dans le chapitre suivant, on s'intéressera plus précisément aux applications liées à ce dernier domaine.

### 1.2.1 Applications dans le secteur de l'énergie

Depuis quelques années, l'intégration de la blockchain est de plus en plus étudiée et testée. De nombreuses entreprises, startups et instituts de recherche se lancent dans ce milieu et développent des projets. Vu le peu de maturité de cette technologie dans le domaine de l'énergie, encore peu d'entreprises commercialisent des solutions basées sur cette technologie. La plupart sont en phase de développement ou de test. Néanmoins, l'état de l'art de la blockchain appliquée dans le secteur de l'énergie a permis d'identifier les applications suivantes [14] :

**Factures :** La blockchain permet de créer des facturations automatiques entre les consommateurs et les entreprises (comme les GRD ou les vendeurs de modules). Cela permet aussi de diminuer les frais administratifs (coûts d'impression et de livraisons des factures). Cela permet aussi de faciliter les paiements dans les pays en voie de développement où peu de gens ont un compte dans une banque et où la plupart ont un téléphone portable. De plus, dans d'autres cas, cela permet de s'assurer que le client paie. Par exemple, l'entreprise M-PAYG [15] vend des modules solaires prépayés. Si le client ne paie pas, le système se verrouille et l'énergie ne peut plus être consommée.

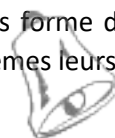
**Cryptomonnaies et investissements :** La blockchain facilite les processus d'investissements internationaux. Cela permet d'augmenter la rapidité et de diminuer le coût du transfert (spécialement les transferts transfrontaliers). Par exemple, Sun Exchange [16] est une plateforme de financement participatif fonctionnant avec la technologie blockchain pour financer des projets d'installations solaires. Une fois construite, une partie de la facture des consommateurs est rendue aux investisseurs.

**Certificats et garanties d'origine :** Cette nouvelle technologie donne l'opportunité à des petites entités (petits producteurs et petits consommateurs) de participer à ces grandes plateformes d'échange de certificats d'origine et de CO<sub>2</sub>. De plus, cela permettrait de réduire ces coûts d'échange, d'augmenter la transparence et de réduire les fraudes. Par exemple, Poseidon Foundation [17] joint le concept de certificat CO<sub>2</sub> et d'investissement à la fois. Elle propose une plateforme où chacun peut investir dans des projets durables (reforestation) pour compenser son empreinte carbone. En échange, l'investisseur recevra un certificat CO<sub>2</sub> (fictif, car il ne peut pas être vendu sur des plateformes internationales comme NASDAQ).

**Gestion du réseau :** De plus en plus de questions se posent sur la gestion future du réseau. Comme dit précédemment, le réseau doit maintenir un équilibre permanent entre la consommation et la production électrique. La blockchain pourrait apporter à ce secteur de nouveaux moyens de communication, de contrôle et de coordination entre les systèmes énergétiques et d'augmenter la sécurité de toutes les données récoltées. A titre d'exemple, le gestionnaire de réseau de transport (et de services système) néerlandais TenneT [18] a développé un projet test où ils contrôlent grâce à la blockchain les batteries résidentielles et celles des voitures afin de stabiliser la tension et d'éviter les congestions.

**Mobilité électrique :** Dans ce secteur, la blockchain pourrait permettre une décentralisation pour la recharge des véhicules électriques. Cela permettrait d'avoir une plateforme unique, fonctionnant à différents endroits dans des pays différents. De plus, cela permettrait de donner aux propriétaires de bornes privées l'accès à ces plateformes. Par exemple, Share&Charge [19] propose une plateforme où tout propriétaire d'une borne de recharge électrique peut mettre à disposition sa borne. Les conducteurs peuvent ainsi venir recharger leur véhicule sur cette borne et procéder automatiquement à un paiement pour le propriétaire de la borne.

**Commerce de l'énergie décentralisée :** Pour finir, la blockchain peut trouver son utilité dans le commerce de l'énergie décentralisée. D'une part, elle est appliquée sur des plateformes de trading d'énergie. Cela permet d'y augmenter la sécurité, la transparence et de réduire les intermédiaires lors des transactions. A l'inverse des grandes plateformes comme EEX, qui restreignent l'accès pour les gros clients, ces plateformes blockchain permettent aux consommateurs finaux ou producteurs d'acheter et de vendre de l'énergie. C'est le cas de SunContract [20] qui a mis en ligne une plateforme en Slovaquie donnant l'opportunité pour tout type de producteur et consommateur de commercer de l'énergie. Un 2<sup>e</sup> type de trading de l'énergie se trouve dans les microgrids. Grâce à cette technologie, les habitants d'une communauté d'autoconsommation peuvent s'échanger et se facturer de l'énergie entre eux. Cela a un premier impact qui est de donner plus de pouvoir aux habitants du microgrid en leur donnant plus de liberté. Par exemple, ils peuvent directement jauger leur priorité de consommer de l'énergie locale et de définir s'ils ont une préférence d'acheter à un certain membre de la communauté. Ils peuvent gérer eux-mêmes leur consommation à l'aide des données reçues en temps réel. La facturation à l'interne du microgrid se fait de manière dynamique. Le prix de l'électricité évolue et des transactions sont faites de manière autonome (respectant les préférences des utilisateurs) grâce aux smart contracts (voir ci-dessous). Cette facturation à l'interne se fait sous forme d'un marché d'énergie locale. Chacun peut y vendre ou acheter de l'énergie en fixant eux-mêmes leurs prix.



De plus, cette technologie permet de garder un historique complet, transparent et sécurisé de toutes les transactions qui ont été effectuées. La blockchain apporte aussi un moyen de gérer la communauté et d'optimiser les factures des particuliers en communiquant entre les différents appareils et en procédant à du demand side management<sup>3</sup>.

L'exemple le plus concret est celui de LO3 Energy [21]. En partenariat avec Siemens, ils ont créé un microgrid à Brooklyn. Quelques habitations ont des panneaux solaires installés sur leur toit et ont la possibilité de vendre leur surplus d'énergie au reste de la communauté. D'autres exemples en Suisse existent au stade de projet pilote. La législation suisse actuelle ne permet pas ces échanges de pair à pair à travers le réseau, mais quelques startups/projets se développent comme Quartierstrom. Ce dernier étudie la faisabilité technico-économique et sociale de ces échanges d'énergie de pair à pair. Ce projet basé à Walenstadt est supporté par l'OFEN [22] [23]. Un autre exemple de projet est la startup Hive Power [24] qui utilise la blockchain pour sécuriser les transactions à l'interne des microgrids.

Ce travail se base sur l'intégration de la blockchain dans le commerce de l'énergie et plus précisément les fonctionnalités qu'elle permet. Sur l'ensemble des projets d'intégration de la blockchain dans le secteur de l'énergie, ce domaine représente plus du tiers de tous ces projets [14]. Cela montre ainsi les opportunités et enjeux d'aujourd'hui.

A présent que les différentes applications de la blockchain dans le secteur de l'énergie ont été présentées, on va s'intéresser plus précisément à cette technologie ainsi qu'à son fonctionnement.

## 1.2.2 Principe et fonctionnement

### 1.2.2.1 Définition et historique

« La blockchain est une technologie de stockage et de transmission d'informations, transparente, sécurisée et fonctionnant sans organe central de contrôle. » [25]

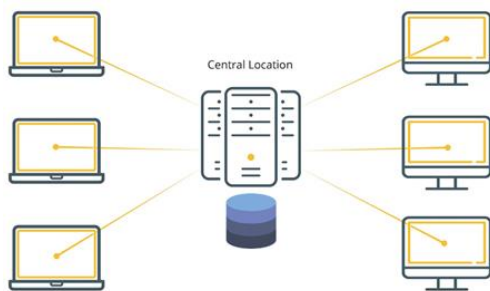


Figure 6 : Réseau centralisé

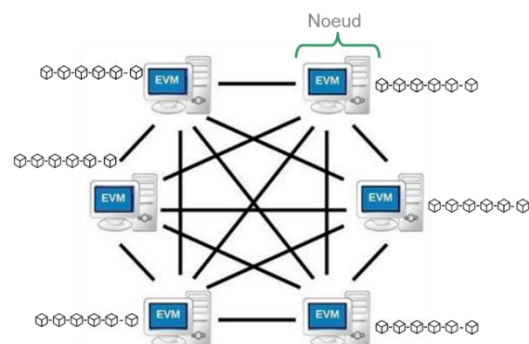


Figure 7 : Réseau de nœuds distribué

La blockchain permet de stocker des informations dans une chaîne de blocs (blockchain). Chaque bloc venant s'ajouter à la chaîne y rajoute des informations. Une fois intégrée, les blocs ne peuvent pas être modifiés et par conséquent, la chaîne de blocs permet d'avoir un historique fiable de toutes les

<sup>3</sup> Optimisation de la facture en contrôlant la consommation

transactions qui se sont déroulées depuis la création de la blockchain. Cette technologie est transparente, en fonction du type de blockchain, tout le monde peut la consulter et vérifier les informations qui y sont stockées.

Le problème avec les systèmes actuels est que toute la base de données est stockée dans un organe central (Figure 6). Si cet organe central venait à être piraté, tout le système pourrait s'effondrer. L'avantage de la blockchain est qu'elle est distribuée (Figure 7). Chaque membre (nœud) de la blockchain possède une copie de cette dernière. Si un nœud s'arrête de fonctionner ou est piraté, cela ne nuit pas le reste de la blockchain qui continue de fonctionner. De plus, étant donné qu'elle est distribuée, chacun peut y vérifier la validité des blocs et la rendant ainsi infalsifiable. Pour pirater cette blockchain, il serait nécessaire de pirater tous les nœuds, en même temps, et altérant la même information, ce qui est techniquement impossible. De plus, cette technologie distribuée permet de remplacer les grands intermédiaires, permettant ainsi de réduire les coûts et d'augmenter la rapidité de la transaction. Ces intermédiaires comme les banques sont remplacés par des intermédiaires plus petits (ici les nœuds) qui ont pour rôle de vérifier les transactions et de valider le nouveau bloc.

Cette technologie a vu le jour en 2008 avec Bitcoin. Au cours de cette année, il y a eu la crise économique et les gens perdaient confiance en leur banque. C'est pour cela que cette nouvelle monnaie numérique a été créée : s'échanger de la valeur sans passer par des grands acteurs comme les banques et les gouvernements. Cela permet tout d'abord de donner confiance aux gens en un système distribué et transparent. Cela a aussi l'avantage d'accélérer le temps, de diminuer les coûts des transactions transfrontalières et de donner la possibilité à des gens sans compte en banque d'effectuer des transactions.

Lancée en 2015, la blockchain Ethereum a vu le jour par son créateur Vitalik Buterin. Tout comme Bitcoin, elle est basée sur une cryptomonnaie (Ether), mais a des caractéristiques bien différentes. Elle offre de nouvelles fonctionnalités comme la possibilité de programmer<sup>4</sup> sur cette blockchain, permettant ainsi de créer des applications décentralisées (DApps). Cette nouvelle blockchain a ainsi apporté et mis en œuvre les smart contracts<sup>5</sup>. Les smart contracts (contrats intelligents) sont des programmes qui s'exécutent de manière autonome, sans intervention humaine. Ils sont construits sous forme d'instructions conditionnelles (if → then) [26]. Les termes du contrat sont stockés dans la blockchain et par conséquent ils ne sont pas modifiables. De plus, tout le monde peut les consulter en toute transparence. Ces smart contracts ont l'avantage de s'exécuter plus rapidement que des contrats standards et avec une meilleure efficacité. Ils réduisent les coûts de vérification et d'exécution<sup>6</sup> ainsi que les probabilités de fraudes [27]. Cette blockchain programmable offre ainsi une grande liberté pour son utilisation. C'est pourquoi elle est très utilisée. Par exemple, en comptabilisant tous les projets de blockchain dans le secteur de l'énergie, on constate que la moitié sont basés sur Ethereum [14].

---

<sup>4</sup> Langage de programmation : « Solidity »

<sup>5</sup> Expression inventée par Nick Szabo en 1993

<sup>6</sup> Ne supprime pas totalement les coûts, car l'exécution de ces smart contracts consomme des ressources qu'il faut payer avec du « gas ». Ce gas est le prix d'exécution de la transaction et récompense ainsi les mineurs

### 1.2.2.2 Fonctionnement

Le fonctionnement de la blockchain est constitué de tout un processus partant de l'accord entre 2 parties jusqu'à l'ajout du bloc dans la blockchain. Le processus est décrit ci-dessous.

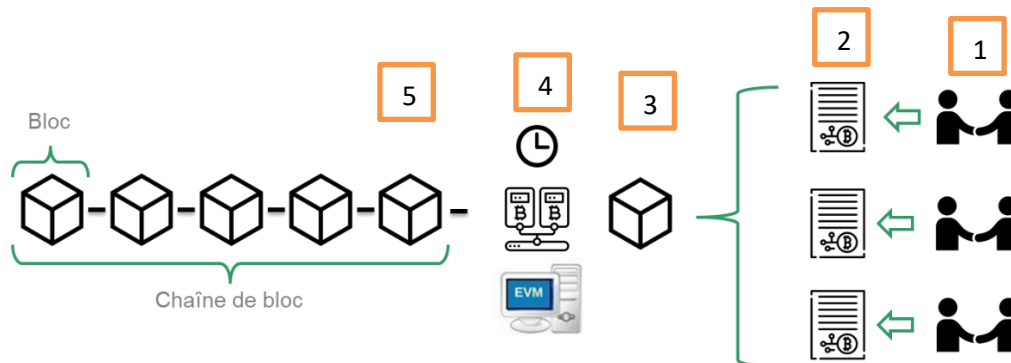


Figure 8 : Processus d'ajout du bloc au reste de la chaîne

Tout commence avec un accord mis au point entre 2 entités (1). Cet accord résulte en une transaction (2). Cette transaction est réunie avec toutes les autres transactions faites au même instant dans un bloc (3). Avant d'être ajouté au reste de la chaîne, ce bloc doit être validé. Ce processus est nécessaire pour s'assurer que toutes les transactions sont valables et peuvent être exécutées (4). Une fois qu'un bloc est validé par le système, il est rajouté à la blockchain de chaque nœud et est ainsi sécurisé (5).

Ce processus de vérification est sous forme de consensus. A l'inverse d'un système centralisé où la gouvernance est donnée à une seule entité de confiance, ici la décision est prise en résultat d'un vote de l'ensemble des entités. Chaque nœud va essayer de vérifier la validité du bloc en résolvant des problèmes mathématiques complexes. Le premier nœud ayant trouvé la réponse la partage aux autres nœuds qui vont la vérifier. Si la majorité valide cette solution, alors le bloc est accepté et est rajouté à la chaîne.

Différents protocoles de consensus existent et les principaux sont des Proof of Work (PoW), Proof of Stake (PoS) et Proof of Authority (PoAu) [28]. Le premier protocole est le Proof of Work et il est intégré à la blockchain Bitcoin ainsi qu'à Ethereum. Ce protocole est le plus démocratique, car tout le monde peut devenir un nœud et miner<sup>7</sup>. Mais il est souvent montré du doigt pour sa consommation exorbitante en énergie. Du fait que ce système est entièrement ouvert, beaucoup de nœuds travaillent pour valider les blocs<sup>8</sup>. Ce qui en résulte à une forte consommation d'énergie<sup>9</sup> ainsi qu'à son temps de latence élevé (10 minutes pour valider un bloc Bitcoin)<sup>10</sup>. Les autres protocoles de consensus sont des alternatives. Par exemple, le Proof of Authority est un protocole consommant beaucoup moins d'énergie que le PoW. Dans ce protocole, pas tous les nœuds ne peuvent valider les blocs. Un groupe de nœuds (en qui le système a confiance) est désigné et ce sont ces nœuds qui se chargeront de valider les blocs. Ainsi moins de ressources sont nécessaires et le temps de latence est plus court. Ainsi le choix du protocole est une décision importante en fonction de l'utilisation de la blockchain.

<sup>7</sup> Consiste à utiliser ses ressources pour exécuter les protocoles de vérification des blocs et être par la suite récompensé

<sup>8</sup> Pour valider les blocs, les mineurs utilisent le plus souvent des cartes graphiques qui sont hautes consommatrices d'énergie.

<sup>9</sup> Actuellement, Bitcoin consomme 68.96 TWh par an. Pour comparaison, la consommation annuelle de la Suisse est de 62.6 TWh [42].

<sup>10</sup> C'est pour cette raison que la blockchain Ethereum projette de changer de protocole dans le futur.

### 1.2.2.3 Types de blockchain

Précédemment, on a principalement mentionné Bitcoin et Ethereum, qui sont les blockchains les plus connues, mais il existe beaucoup d'autres blockchains. Toutes les blockchains peuvent être regroupées sous 2 catégories : les blockchains publiques et consortiums/privées [29].

#### 1.2.2.3.1 Publique

Dans les blockchains publiques, l'accès est libre. Chacun peut accéder à la blockchain, la lire, y effectuer des transactions et y participer pour valider les blocs. Ainsi, beaucoup de nœuds participent au consensus process et par conséquent, le processus de validation prend du temps (Bitcoin : 10minutes) et les coûts de transaction ainsi que la consommation d'énergie sont élevés. Ces blockchains assurent aux participants qu'elles ne pourront pas être modifiées une fois mises en ligne. (Ex : Bitcoin, Ethereum, Litecoin, ...)

#### 1.2.2.3.2 Consortium et Privée

Dans les blockchains consortium, la validation des blocs (consensus process) se fait uniquement par des nœuds présélectionnés (entreprises membres du consortium). Cela signifie que les blocs ajoutés à la blockchain ne peuvent pas être validés par n'importe qui et ainsi le système peut avoir confiance en ces nœuds. Ces blockchains peuvent être disponibles à la lecture pour tout publique ou sinon l'accès peut être restreint qu'à leurs participants (exemple : Energy Web Foundation<sup>11</sup>).

Dans les blockchains privées, les droits de lecture peuvent être publics ou limités tandis que les droits d'écriture sont restreints à une seule organisation. Ces blockchains sont souvent utilisées par des entreprises, car elle leur permet de la modifier et d'être plus sécurisées, car les nœuds validant les blocs sont connus.

Les avantages de ces deux types de blockchains sont que les coûts sont plus faibles et les transactions plus rapides, car la validation des blocs nécessite moins de nœuds (une transaction peut être traitée en moins de 1 seconde). Etant donné que moins de nœuds sont requis, moins d'ordinateurs sont requis, cela diminue la consommation d'électricité globale de ces blockchains. Dans le cas des microgrids, certaines entreprises utilisent une blockchain privée avec le protocole de proof of authority. Cela leur permet de diminuer drastiquement la consommation en énergie ainsi que de diminuer le temps de création des blocs. Ainsi la rapidité des transactions est plus élevée et donc cela donne plus de manœuvrabilité à la gestion du microgrid. De plus, si les accès sont limités à la communauté, cela offre aux participants une certaine confidentialité. Comme pour les protocoles de validation, le choix du type de blockchain est primordial en fonction de son utilisation.

Maintenant que le contexte du marché de l'électricité suisse ainsi que la technologie blockchain ont été expliqués, le cas pratique de ce travail va être présenté dans le chapitre suivant.

---

<sup>11</sup> Consortium d'entreprise travaillant sur l'intégration de la blockchain dans le secteur énergétique. Elle vient de lancer sa propre blockchain destinée à la construction d'applications dans le domaine de l'énergie [43].

## Chapitre 2 - Développement d'une stratégie de gestion de l'énergie d'un microgrid et définition du cas d'étude

---

A présent qu'on a compris ce qu'est la blockchain ainsi que les fonctionnalités qu'elle apporte, on va mettre en place le cas d'étude.

Le cas d'étude de ce travail repose sur un microgrid constitué de plusieurs consommateurs et prosumers. Ainsi différents acteurs peuvent agir sur l'exploitation de ce microgrid. Tout d'abord, il y a le GRD local qui est lié contractuellement avec le RCP qui exploite le microgrid au niveau du point de connexion. Par exemple, le GRD local peut gérer les factures ainsi que les flux d'énergie internes du microgrid. Cela lui permet de garder un certain contrôle et vision sur ses consommateurs. Comme dit précédemment, en Suisse chaque GRD s'occupe d'une certaine partie du territoire avec des clients captifs. Lors de la création d'un microgrid, des clients captifs se regroupent pour former plus qu'un seul client important du point de vue du GRD local. Dans le cas où le GRD local n'exploite pas le microgrid, il n'a aucun contrôle sur ce qui se passe à l'intérieur du microgrid. Par conséquent, la gestion d'un microgrid est un marché ouvert où plusieurs acteurs peuvent venir opérer et entrer en concurrence directe. Cela signifie qu'un GRD externe ou autre acteur peut proposer ces services pour la gestion du microgrid, peu importe la localisation de ce dernier. Cela ouvre ainsi les portes à de nouveaux marchés où les territoires ne sont plus délimités et cela augmente ainsi la compétitivité entre les différents GRD. Par exemple, Romande Energie a créé un regroupement de consommation propre à Avenches (VD) sur le territoire de Groupe E [30].

Le dernier type d'acteurs repose sur les consommateurs connectés au microgrid. Ces derniers sont ceux au cœur du changement des 3 piliers du développement durable. Par conséquent, ce travail s'intéresse aux bénéfices que le microgrid apporte à ces acteurs internes. Durant les simulations, leurs factures d'électricité, leurs taux d'autoconsommation et autres indicateurs de performances seront étudiés afin d'analyser la pertinence d'une gestion énergétique basée sur la technologie Blockchain. Dans cet objectif, un modèle de simulation présenté par la suite a été développé. Ce dernier est basé sur l'ensemble des éléments étudiés précédemment. Cette remarque conduit directement à considérer plusieurs modèles de tarification. Trois scénarios ont été mis en place, simulés et enfin analysés :

- Scénario de référence : tarification sans microgrid
- Scénario 1 : tarification avec microgrid sans utilisation de blockchain
- Scénario 2 : tarification avec microgrid avec utilisation de blockchain.



## 2.1 Présentation des scénarios

### 2.1.1 Scénario de référence : Tarification sans microgrid

Le premier scénario représente la tarification de la plupart des consommateurs finaux suisses. A savoir ils contractent individuellement et obligatoirement avec leur GRD pour l’approvisionnement d’énergie ou la revente (Figure 9). Cette manière de tarifier est statique. Un compteur est installé chez chaque client et relève la quantité d’énergie consommée. Un bilan est fait après un certain temps<sup>12</sup> et la facture est envoyée aux clients.

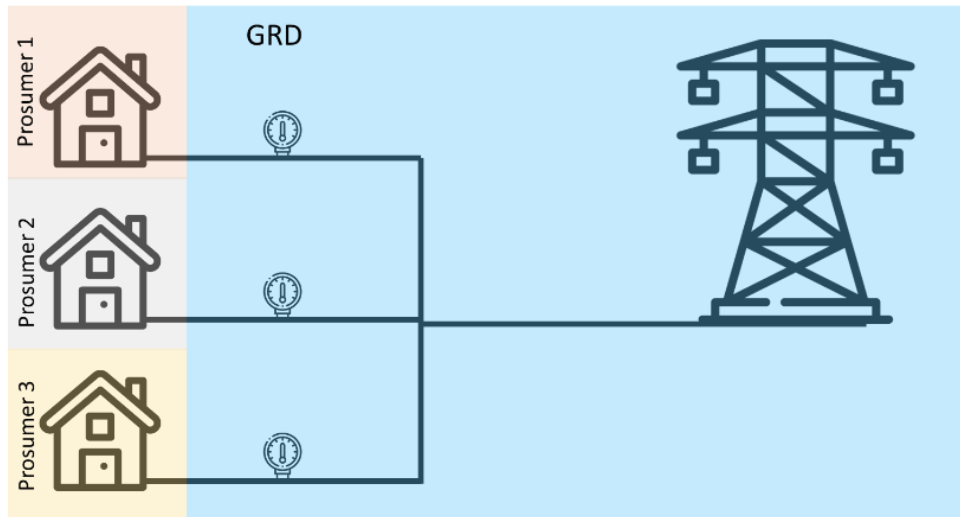


Figure 9: Structure actuelle sans microgrid

Le processus de calcul se fait comme ci-dessous :

Avec l’énergie consommée du client  $i$  notée  $Q^i_{conso}$  supérieure à son énergie produite  $Q^i_{prod}$ , le manque  $Q^i_{manque}$  et le surplus  $Q^i_{surplus}$  sont calculés grâce à (1)

$$\begin{aligned} Q^i_{manque} &= Q^i_{conso} - Q^i_{prod} \quad [\text{kWh}] \\ Q^i_{surplus} &= 0 \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (1)$$

Avec l’énergie consommée du client  $i$  notée  $Q^i_{conso}$  inférieure à son énergie produite  $Q^i_{prod}$ , le manque  $Q^i_{manque}$  et le surplus  $Q^i_{surplus}$  sont calculés grâce à (2)

$$\begin{aligned} Q^i_{surplus} &= Q^i_{prod} - Q^i_{conso} \quad [\text{kWh}] \\ Q^i_{manque} &= 0 \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (2)$$

La facture pour le prosumer (facturé au tarif simple) noté  $Facture^i$  est calculée comme (3)

$$Facture^i = \sum_{t=0}^T (Q^i_{manque} \cdot C_{achat_{GRD}}) - \sum_{t=0}^T (Q^i_{surplus} \cdot C_{vente_{GRD}}) \quad [\text{CHF}] \quad (3)$$

<sup>12</sup> Trimestre, semestre ou année

Où le prix du kilowattheure d'achat et de vente du GRD respectivement noté  $C_{achat_{GRD}}$  et  $C_{vente_{GRD}}$  et  $T$  représentant l'horizon de temps considéré.

Cette première tarification possède l'avantage de pouvoir s'effectuer de manière statique sans prise de mesure en continu. Chaque prosumer est indépendant. En revanche, elle limite l'autoconsommation. De plus, étant donné que  $C_{vente_{GRD}} < C_{achat_{GRD}}$ , cette technique est la moins rentable pour le prosumer qui vend son surplus à un prix relativement bas. Ainsi, pour augmenter la rentabilité de son installation, il doit augmenter son autoconsommation.

### 2.1.2 Scénario 1 : Tarification avec microgrid sans blockchain

Afin d'augmenter son autoconsommation, un client peut installer un système de stockage pour entreposer son surplus et le consommer plus tard. Une autre méthode consiste à regrouper plusieurs prosumers et consommateurs pour former une communauté. Actuellement, en Suisse, un groupe de consommateurs finaux peuvent se regrouper et former un microgrid. Cela reste dépendant de la volonté du GRD pour l'exploitation des lignes. Pour ce faire, une RCP doit soit posséder les lignes électriques soit les louer à leur GRD. Pour ce scénario, on fait l'hypothèse que la communauté possède les lignes électriques et aucun coût lié à l'exploitation des lignes internes du microgrid n'est pris en compte. Chaque maison doit avoir son propre compteur et un compteur doit mesurer le bilan du microgrid. Les relations contractuelles sont ainsi différentes que dans le chapitre précédent. Au lieu de contracter avec chaque membre, le GRD traite le microgrid comme un seul client. Ainsi ce dernier doit gérer lui-même les opérations internes.

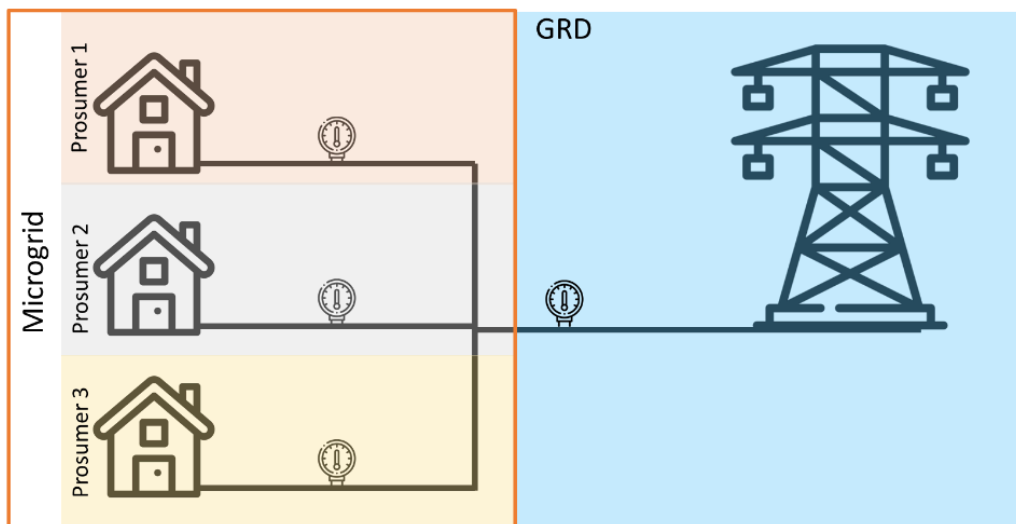


Figure 10 : Structure d'un microgrid sans blockchain

Dans un regroupement, la tarification des membres est différente. Elle se fait de manière dynamique et la prise de mesure par les compteurs se fait régulièrement<sup>13</sup>. Le but est de diminuer les factures de chacun en privilégiant l'autoconsommation à l'intérieur du microgrid. Cette facturation se fait sans traçabilité et correspond en un « partage » de la facture. Ainsi, il est nécessaire de créer un tarif

<sup>13</sup> À l'heure ou au quart d'heure

dynamique d'achat et de vente du microgrid composé de la part d'énergie provenant du GRD et de la part provenant de la production locale.

En premier lieu, le prosumer  $i$  autoconsomme sa propre énergie. Après cela, il est possible qu'il lui manque de l'énergie (1) ou qu'il ait un surplus (2).

Les manques de chaque prosumer (1) sont rassemblés dans un ensemble d'énergie nécessaire notée  $Part_{manque}$ .

$$Part_{manque} = \sum Q^i_{manque} \quad [\text{kWh}] \quad (4)$$

Les surplus de chaque prosumer (2) sont réunis dans un ensemble d'énergie disponible dans le microgrid appelée  $Part_{pv}$  (5).

$$Part_{pv} = \sum Q^i_{surplus} \quad [\text{kWh}] \quad (5)$$

Par la suite, trois situations sont possibles :

- a. Si  $Part_{pv} > Part_{manque}$  cela signifie que dans le microgrid, plus d'énergie est produite que consommée et par conséquent, une partie de cette énergie est vendue au GRD. Les importations et exportations sont calculées par (6).

$$\begin{aligned} Import_{grid} &= 0 \quad [\text{kWh}] \\ Export_{grid} &= Part_{pv} - Part_{manque} \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (6)$$

- b. Si  $Part_{pv} < Part_{manque}$  cela signifie que dans le microgrid, plus d'énergie est consommée que produite et par conséquent, une partie devra être compensée par un achat auprès du GRD. Cette importation est obtenue par

$$\begin{aligned} Import_{grid} &= Part_{manque} - Part_{pv} \quad [\text{kWh}] \\ Export_{grid} &= 0 \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (7)$$

- c. Si  $Part_{pv} = Part_{manque}$  cela signifie que dans le microgrid, autant d'énergie est consommée que produite et par conséquent, aucun échange n'aura lieu avec le GRD (8)

$$\begin{aligned} Import_{grid} &= 0 \quad [\text{kWh}] \\ Export_{grid} &= 0 \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (8)$$

La tarification dans le microgrid se fait dans l'optique de « partage » de la facture. En fonction de  $Part_{pv}$  et de  $Part_{manque}$ , un tarif dynamique est créé pour l'achat d'énergie avec (8)

$$Prix_{achat_{UG}} = \frac{(Part_{pv} - Export_{grid}) \cdot C_{pv} + Import_{grid} \cdot C_{achat_{GRD}}}{Part_{manque}} \quad [\text{CHF/kWh}] \quad (9)$$

et un tarif dynamique pour la vente d'énergie (9).

$$Prix_{vente_{uG}} = \frac{(Part_{pv} - Export_{grid}) \cdot C_{pv} + Export_{grid} \cdot C_{vente_{GRD}}}{Part_{pv}} \text{ [CHF/kWh]} \quad (10)$$

(9) et (10) sont ainsi calculés en fonction du mix énergétique se trouvant dans le microgrid, à savoir une proportion entre les flux externes (achat et vente au réseau) et la consommation/production locale. Cela forme donc 2 prix dynamiques. Chaque membre de la communauté est soumis à ce prix pour l'achat et la vente d'énergie.

Lorsqu'un prosumer  $i$  manque d'énergie (1), son coût à l'instant  $t$  vaut :

$$\text{Et} \quad C_t^i = Q_{manque}^i \cdot Prix_{achat_{uG}} \text{ [CHF]} \quad (11)$$

lorsque sa production est supérieure à sa consommation d'énergie (2), son coût à l'instant  $t$  vaut :

$$C_t^i = -Q_{surplus}^i \cdot Prix_{vente_{uG}} \text{ [CHF]} \quad (12)$$

La facture du prosumer  $i$  après un certain laps de temps  $T$  est ainsi obtenu par

$$Facture^i = \sum_{t=0}^T C_t^i \text{ [CHF]} \quad (13)$$

Cette méthode de tarification a l'avantage d'être solidaire. Les prix sont uniformes sur l'ensemble du microgrid. Derrière ce prix se cachent les achats et les ventes d'énergie à l'interne du microgrid ainsi que la relation contractuelle avec le gestionnaire de réseau de distribution. Ainsi dans ce système, les prosumers peuvent rentabiliser plus rapidement leur installation de production renouvelable et peuvent consommer de l'énergie moins chère que le GRD. Le microgrid autoconsomme ainsi de l'énergie verte et produite localement.

L'inconvénient de cette tarification est qu'elle manque de liberté. Les acteurs internes du microgrid (les membres) ne peuvent pas apporter des modifications selon leur préférence ou optimiser leurs factures de manières individuelles, car ils sont tous soumis aux prix du microgrid (9) et (10).

### 2.1.3 Scénario 2 : Tarification avec microgrid et blockchain

A l'inverse de la tarification précédente, le système avec blockchain offre plus de liberté aux participants dans leur choix et leur manière de consommer l'énergie. Dans ce cas, la blockchain permet de repenser les possibilités d'échange de l'énergie. En outre la blockchain donne l'opportunité de tracer les flux énergétiques et de permettre les échanges directs entre les participants. Cela signifie que ces derniers peuvent contracter individuellement et s'acheter et se vendre de l'énergie directement. De plus, la blockchain offre une interface de communication entre différents appareils. Cela permet de procéder et de simplifier le management de l'énergie comme la gestion d'un système de stockage ou du demand side management.

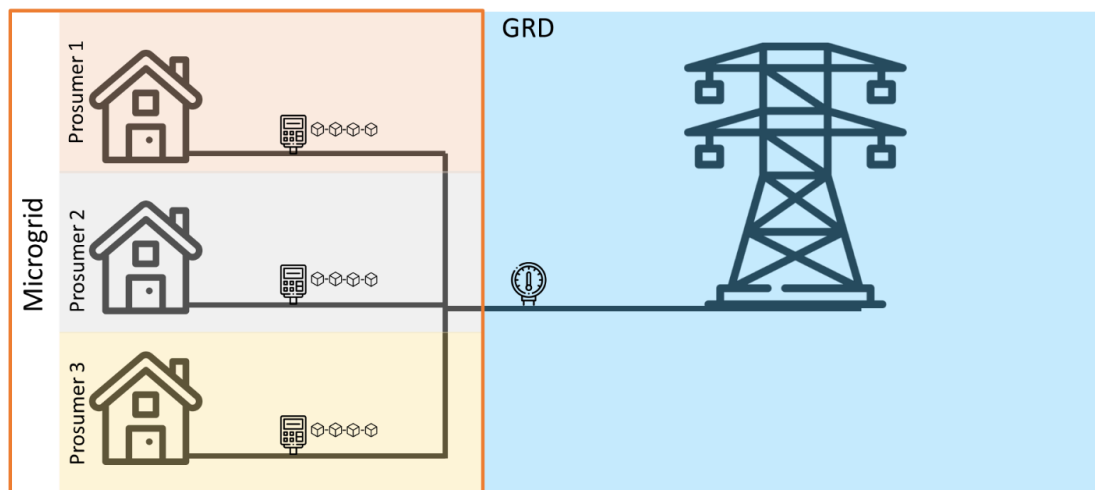


Figure 11 : Structure microgrid avec blockchain

La structure physique du microgrid avec l'intégration de la blockchain est très proche de celle sans blockchain. La seule différence est les smartmeters (compteurs intelligents). Dans ce cas, les compteurs relèvent régulièrement<sup>14</sup> l'énergie. La blockchain apporte une certaine rapidité dans les transactions ainsi que les communications assurant ainsi une flexibilité dans la gestion du microgrid. Ces compteurs relèvent l'énergie de chaque maison et les stockent dans une blockchain. Ces informations sont cryptées et ainsi distribuées tout en étant sécurisées.

Le principe de la blockchain est d'ouvrir un système d'échange direct de l'énergie. C'est-à-dire qu'au lieu d'être dans un système de partage « flou » de l'énergie (comme une RCP actuelle) où les flux ne sont pas tracés, ici les flux sont connus. Chaque échange d'énergie a lieu entre 2 entités connues, mais cryptées. Ces échanges sont automatisés avec les smart contrats et sont ensuite stockés dans la blockchain. Ainsi, cette dernière constitue un historique de toutes les transactions faites à chaque pas de temps. Cet historique est ensuite utilisé pour le décompte avec les échanges du GRD, qui lui facture sur des échelles beaucoup plus grandes<sup>15</sup>.

Dans ce travail, un marché local sous forme d'enchères (Auction Market) est utilisé pour tarifier les échanges internes du microgrid. Les Auction Markets sont listés sous 2 catégories principales : Single Auction (ou One-Sided Auction) et le Double Auction. Le Single Auction est un marché où les vendeurs émettent leurs offres, qui sont ainsi connues de toutes les parties et par la suite, chaque acheteur va entrer en compétition pour gagner une enchère. Dans le Double Auction, chaque vendeur et chaque acheteur proposent leur offre (ask) et pari (bid) simultanément et sont secrets. Les prosumers et consommateurs ne savent pas exactement comment seront les offres et les paris des autres acteurs. Ainsi leurs choix se basent sur une prédiction ainsi que sur leurs préférences personnelles.

<sup>14</sup> A l'heure, au quart d'heure ou à la minute.

<sup>15</sup> De mensuel jusqu'à annuel.



Plusieurs travaux montrent l'intérêt de ce Double Auction Market [23] [31] [32] [33] et ce design est utilisé dans ce travail. Une mise aux enchères s'ouvre à chaque intervalle de temps (ici : 15 minutes) et une fois que tous les bids et asks sont assignés elle se ferme. Le processus du Double Auction Market de ce travail est décrit ci-dessous :

Tout d'abord, la mise aux enchères s'ouvre et recueille tous les bids et asks de tous les membres. A l'inverse du Continuous Double Auction Market<sup>16</sup>, ce DAM permet seulement un bid ou un ask par acteur.

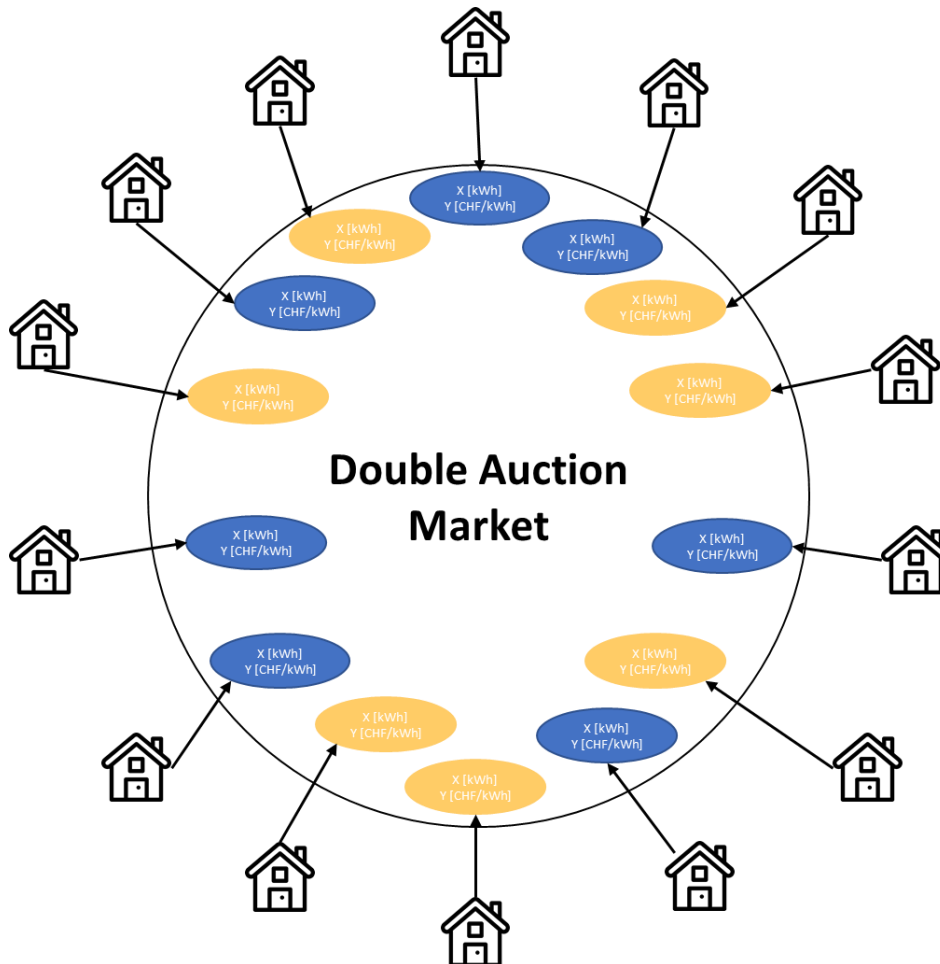


Figure 12 : Double Auction Market

Chaque membre de la communauté publie de manière simultanée son ask (bleu) ou son bid (orange). Chacun est constitué de deux composantes. La première est une quantité d'énergie  $Q^i_{balance}$  à vendre ou à acheter, définie par (14).

$$Q^i_{balance} = Q^i_{conso} - Q^i_{prod} \quad [\text{kWh}] \quad (14)$$

Où  $Q^i_{conso}$  est l'énergie consommée et  $Q^i_{prod}$  est l'énergie produite par le prosumer  $i$  sur les dernières 15 minutes.

<sup>16</sup> Le Continuous Double Auction Market permet aux acteurs de faire pendant une mise aux enchères autant de bids ou de asks qu'ils le souhaitent (ex : New York Stock Exchange).

La deuxième composante est le prix au kilowattheure d'énergie. Dans ce travail, le prix est considéré comme fixe tout au long de l'année et est déterminé par les préférences du prosumer. Ainsi chaque membre du microgrid décide d'un prix auquel il choisit d'acheter de l'énergie noté  $Ca^i$  et un prix auquel il souhaite vendre son surplus de production, noté  $Cv^i$ . En fonction du signe de  $Q^i_{balance}$ , qui détermine si un prosumer est un acheteur ou un vendeur, un des prix est sélectionné et est envoyé au Double Auction Market.

$$Prix^i = \begin{cases} Ca^i, & Q^i_{balance} > 0 \\ Cv^i, & Q^i_{balance} < 0 \end{cases} \quad [CHF/kWh] \quad (15)$$

L'objectif de ce microgrid est de favoriser l'autoconsommation et que cela soit financièrement avantageux. Ainsi il est nécessaire de borner les prix de ces prosumers. Le prix de vente interne à l'obligation de ne pas dépasser le prix d'achat au GRD ( $Prix_{achat_{uG}}$ ). Cela permet de favoriser les achats internes, car ils sont financièrement plus avantageux. Théoriquement, ce prix de vente interne n'a pas de limite inférieure, mais les prosumers auront tendance à ne jamais vendre leur énergie moins cher que le coût de vente au GRD ( $Prix_{vente_{uG}}$ ), par souci de rentabilité. Le prix d'achat interne ne peut pas descendre en dessous du  $Prix_{vente_{uG}}$  car dans ce cas les producteurs auront intérêt à vendre au GRD plutôt que de vendre à l'intérieur du microgrid. Il existe une limite supérieure virtuelle,  $Prix_{achat_{uG}}$  à laquelle les utilisateurs auront tendance à ne pas dépasser. Mais certains membres, dans l'optique de donner la priorité à leur consommation d'énergie locale, seront prêts à payer un montant supérieur à  $Prix_{achat_{uG}}$ .

Une fois que le Double Auction Market a reçu tous les asks et bids, il les traite et les assigne. Ils traitent chaque donnée qu'il reçoit et en fonction du signe de  $Q^i_{balance}$ , il détermine si c'est une offre d'achat ou de vente<sup>17</sup>.

Les bids et asks sont considérés comme des biens divisibles. Ainsi plusieurs acheteurs peuvent se partager un ask. Cela favorise aussi l'autoconsommation, car les quantités d'énergie n'ont pas besoin d'être identiques (entre un ask et un bid).

Comme dit dans le chapitre précédent, le but est de favoriser l'autoconsommation. Il faut donc essayer que toutes les offres d'achats et de ventes se matchent tout en ayant le plus petit écart possible dans leur prix afin de satisfaire le plus de membres possibles. Chaque consommateur s'attend à payer un prix proche de celui qu'il a parié. Pour ce faire, les bids et les asks sont triés en fonction du bilan du microgrid calculé par (16).

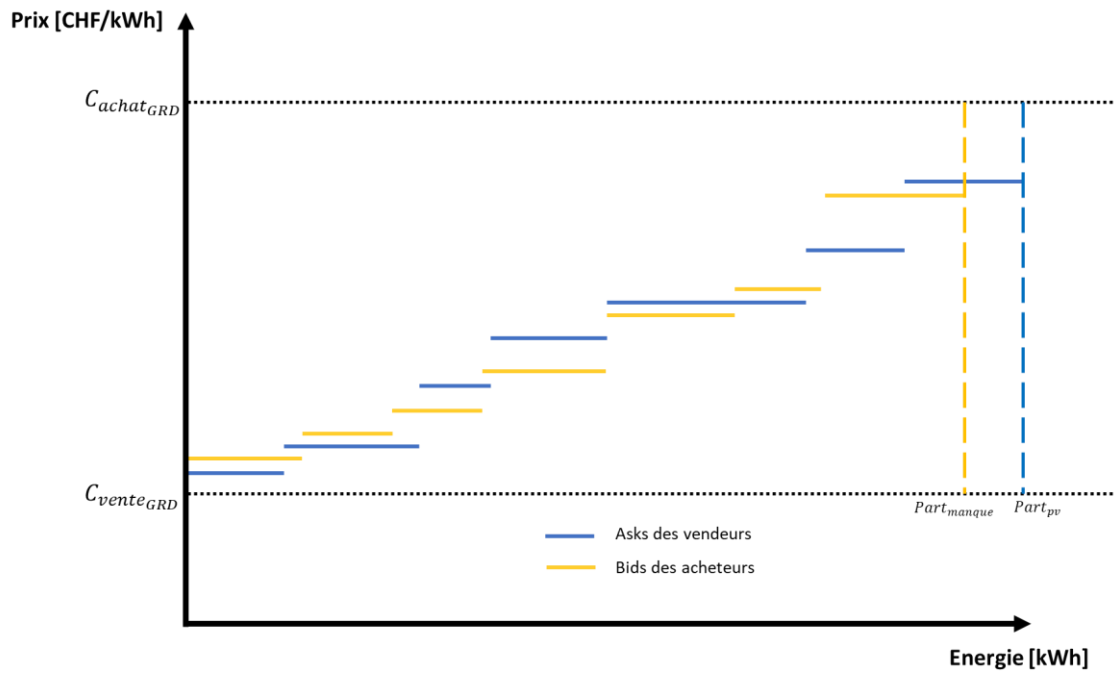
$$Bilan_{uG} = \sum Q^i_{balance} \quad [kWh] \quad (16)$$

Si ce bilan est positif, alors le microgrid à un manque d'énergie est doit acheter au GRD, s'il est négatif un surplus d'énergie est présent et est vendu au GRD.

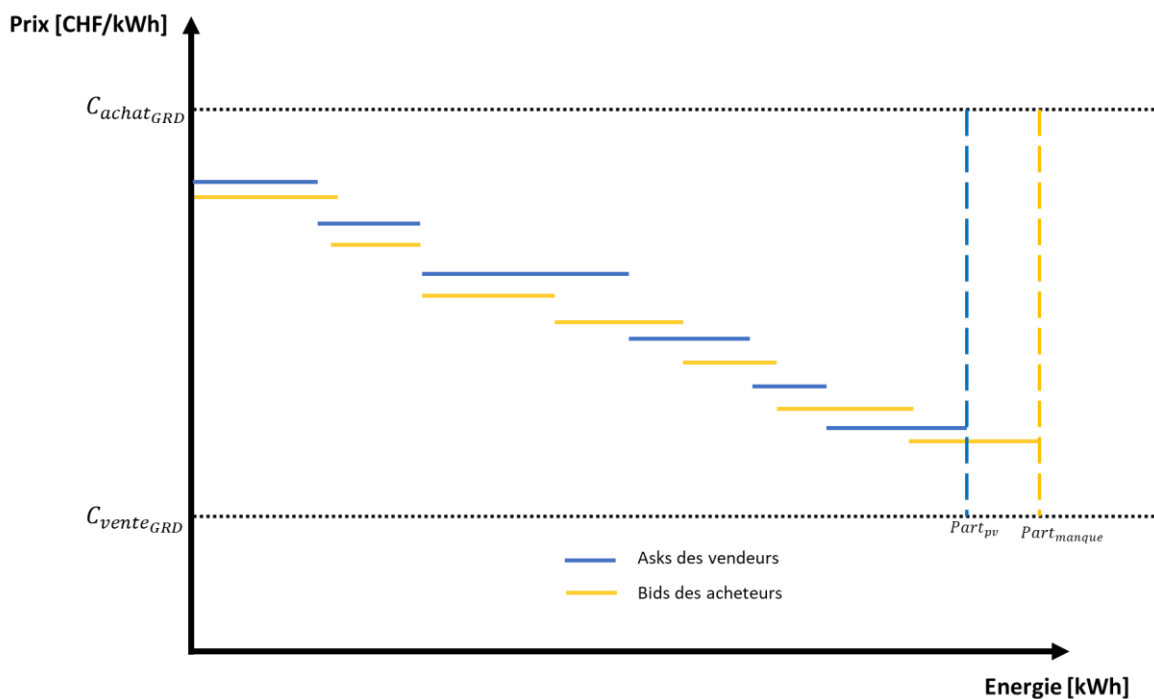
Dans ce cas si ce bilan est négatif, cela signifie que dans le Double Auction Market, il y a trop d'offres de vente. Par conséquent, les asks les moins chers seront valorisés et par conséquent toutes les offres sont triées de manière croissante comme ci-dessous.

---

<sup>17</sup> Si  $Q^i_{balance} > 0$ , c'est une offre d'achat. Le cas échéant c'est une offre de vente.



Etant donné que plus d'asks sont présents sur le marché que nécessaire, il y a ainsi une concurrence entre ces dernières. Les offres de vente les moins chères sont favorisées. Les asks les plus chers sont les perdants, car aucun membre du microgrid n'achète leur énergie et doivent donc vendre leur électricité au GRD à un prix plus faible  $Prix_{vente_{UG}}$ .



A l'inverse, si le bilan du microgrid est positif, trop de demandes sont présentes dans le DAM et il n'y a pas assez d'offres de vente. Par conséquent, dans cette vente aux enchères, ce sont les bids qui sont



en concurrence. Les bids ayant le prix le plus élevé sont favorisés. Les perdants sont les acheteurs ayant fixé leur prix trop bas et se retrouvent à devoir acheter au GRD, pour un prix plus élevé  $Prix_{achat_{UG}}$ .

Lorsque le bilan du microgrid est nul, le choix du tri croissant ou décroissant n'a pas d'impact, car tous les bids et les asks seront assignés. Ainsi dans cet instant, il n'y a pas de concurrence, car il n'y a pas d'échange avec le GRD.

Une fois que le tri est fait, les transactions sont créées. Chaque transaction est constituée des acteurs (1 acheteur et 1 vendeur), de la quantité d'énergie échangée et du prix, noté  $C_{transaction}^i$ . Ce prix est déterminé par (17).

$$C_{transaction}^i = \frac{Prix_{ask}^i + Prix_{bid}^i}{2} \text{ [CHF]} \quad (17)$$

Avec  $Prix_{ask}^i$  et  $Prix_{bid}^i$  étant respectivement le prix du vendeur et le prix de l'acheteur.

Ainsi la facture d'un prosumer  $i$  pour une enchère est calculée par la somme de tous les coûts de chaque transaction auquel il a participé et des échanges avec le GRD :

$$Facture_{transaction}^i = \sum (C_{transaction}^i \cdot Q_{transaction}^i) + C_{achat_{GRD}} \cdot Q_{achat_{GRD}}^i + C_{vente_{GRD}} \cdot Q_{vente_{GRD}}^i \text{ [CHF]} \quad (18)$$

Avec  $Q_{transaction}^i$  étant l'énergie échangée lors d'une transaction,  $Q_{achat_{GRD}}^i$  et  $Q_{vente_{GRD}}^i$  l'énergie que le prosumer n'a pas réussi à acheter/vendre sur le DAM et doit donc acheter/vendre au GRD.

Pour finir la facture finale du prosumer  $i$  est calculé par :

$$Facture^i = \sum_{t=0}^T Facture_{transaction}^i \text{ [CHF]} \quad (19)$$

Pour analyser ces différents scénarios, des indicateurs de performances vont être utilisés et sont définis dans le paragraphe suivant.

## 2.2 Indicateurs de performance pour la comparaison des scénarios

Plusieurs indicateurs de performance sont utilisés permettant ainsi d'analyser les résultats des simulations. Les critères retenus dans cette étude sont :

- Autoconsommation ;
- Part locale ;
- Fraction producteur-consommateur ;
- Durée d'utilisation de puissance

L'ensemble de ces critères est défini ci-après.

**L'autoconsommation** représente la part d'énergie qu'un prosumer produit et qu'il consomme instantanément. Elle est calculée comme ci-dessous :

$$Autocons^i = 100 \cdot \frac{\sum_{t=0}^T \begin{cases} Q_{prod}^i, & Q_{cons}^i > Q_{prod}^i \\ Q_{cons}^i, & else \end{cases}}{Q_{prod_{tot}}^i} \quad [\%] \quad (20)$$

Avec  $Q_{prod}^i$  et  $Q_{cons}^i$  étant l'énergie produite et consommée durant un certain temps  $t$  et  $Q_{prod_{tot}}^i$  l'énergie totale produite.

**La part locale** est un pourcentage d'énergie consommée par l'acteur  $i$ , provenant du microgrid ( $Q_{local}^i$ ). Elle est calculée par :

$$Part_{locale}^i = \frac{Q_{local}^i}{Q_{cons}^i} \cdot 100 \quad [\%] \quad (21)$$

Avec  $Q_{cons}^i$  étant la consommation totale de  $i$ .

**La fraction producteur-consommateur** est un pourcentage de temps où l'acteur  $i$  est producteur. Elle est calculée par :

$$Fraction_{producteur}^i = \frac{n_{producteur}^i}{n_{simulé}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (22)$$

Avec  $n_{producteur}^i$  étant le nombre de pas de temps où  $i$  est producteur et  $n_{simulé}$  le nombre de pas de temps de la simulation.

**La DUP** représente la durée d'utilisation de puissance et indique si la courbe de charge d'un prosumer  $i$  est régulière ou non. Elle est calculée par :

$$DUP^i = \frac{Q^i}{P_{max}^i} \quad [h] \quad (23)$$

Avec  $Q^i$  étant la consommation annuelle du prosumer et  $P_{max}^i$  la puissance maximale. Ce KPI est uniquement utilisé pour les simulations à l'année.

## 2.3 Conception du modèle de simulation

A présent que tous les EMS et les indicateurs de performance ont été définis, on les a intégrés dans un modèle de simulation. Pour réaliser la conception de ce modèle de simulation, l'environnement Matlab avec son extension Simulink a été choisi. L'interface Simulink permet ainsi de concevoir un système énergétique sous différentes formes de schéma bloc (drag & drop). Cela a permis de modéliser le microgrid sous forme de Représentation Énergétique Macroscopique (REM). L'interface Matlab est utilisée pour la programmation et permet de préparer les paramètres des simulations ainsi que de créer plusieurs fonctions qui sont utilisées dans Simulink (comme les différentes EMS expliquées ci-dessus).

Pour représenter le microgrid, la Représentation Énergétique Macroscopique a été utilisée. Cette méthode est née en 2000 et repose sur le principe d'action et de réaction. Cette représentation a été choisie pour plusieurs raisons.

Tout d'abord, la REM permet de représenter plus clairement le schéma structurel d'un système énergétique. De nombreux schémas complexes peuvent devenir difficiles à lecture et à la compréhension. La REM offre une lecture rapide et claire du système. De plus, elle permet de représenter les liaisons et dépendances entre les différents composants du système. En effet, les modules ont souvent des dépendances entre eux. Un composant peut imposer une tension à un autre composant et se fait imposer un courant en échange. Ainsi la REM permet de mettre en évidence ces relations. Un autre point important est que cette Représentation Énergétique Macroscopique aide à respecter les changements de causalité des composants (causalités intégrales) et à garder les bonnes grandeurs à piloter (tension et courant). Cela facilite ainsi l'intégration des commandes et contrôles avec les boucles d'inversions dans le système. Cela permet ainsi d'intégrer plus facilement une gestion énergétique correcte.

La Représentation Énergétique Macroscopique possède une certaine forme et structure. Afin de procéder, il est nécessaire de respecter les notations et d'utiliser les composants de la librairie REM [34]. Une description des composants se trouve dans les annexes (**ANNEXE 1 : Librairie Représentation Énergétique Macroscopique**). Afin de créer le microgrid voulu, le système est décomposé en plusieurs parties qui sont assemblées progressivement. Cela a permis de valider chaque sous-système jusqu'à la validation du système entier.

### 2.3.1 Modélisation du système PV

Pour commencer, le système de production PV est modélisé à partir du schéma structurel suivant.

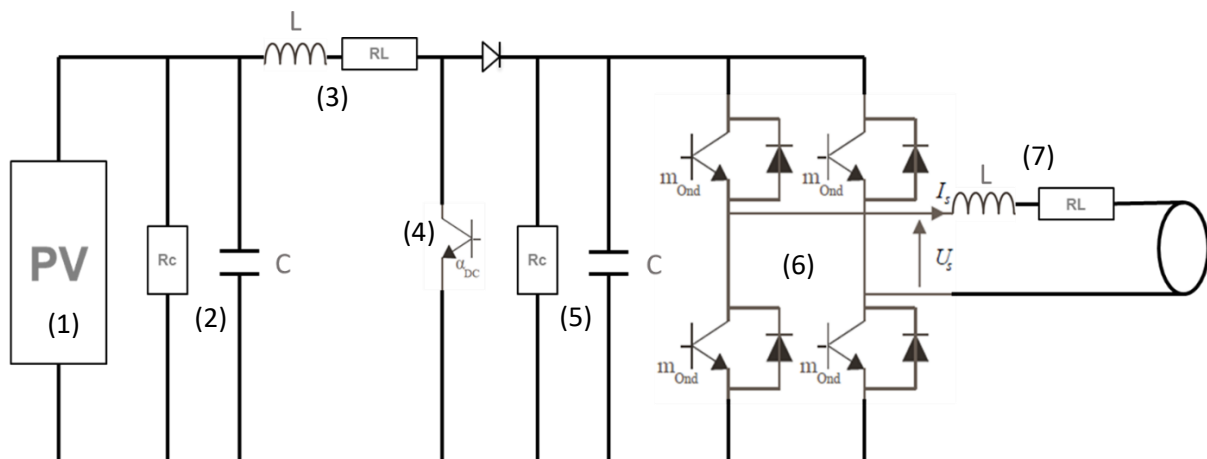


Figure 15 : Schéma structurel PV

Ce système est composé de modules photovoltaïques, de filtres capacitifs, inductifs, d'un convertisseur DC/DC boost et d'un onduleur pour obtenir le courant alternatif. Le but est de concevoir un microgrid AC et par conséquent l'onduleur est directement intégré dans le système PV. Une fois le schéma structurel établi, la représentation énergétique macroscopique peut être déduite en négligeant les diodes.

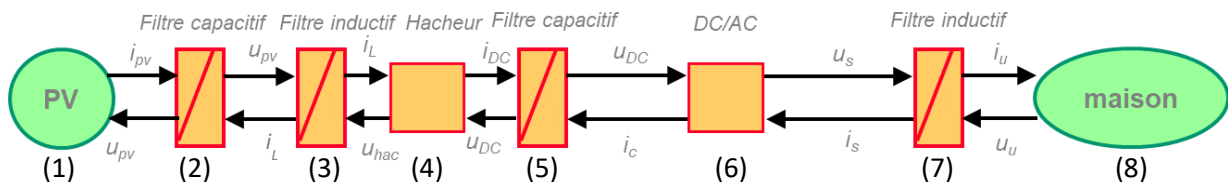


Figure 16 : Modèle PV

La représentation est bornée par les deux éléments sources (les modules PV (1) et le réseau interne à la maison (8)). L'élément filtre capacitif (2), représentant la résistance et la capacité, agit comme source de tension avec le changement de grandeur. Ainsi le filtre capacitif impose une tension en sortie en considérant un courant en entrée. Ce qui résulte que les flux entrants sont des courants et les flux sortants sont des tensions. Cela indique donc que les modules PV agissent sous forme de source de courant. Ainsi la grandeur des modules photovoltaïques à contrôler est une tension. (2) est suivi d'un autre élément d'accumulation, mais cette fois-ci c'est une inductance et agit comme une source de courant (courant en sortie et tension en entrée). Puis il y a le hacheur qui est un élément de conversion et par conséquent il n'effectue pas de changement de grandeur. Ainsi la grandeur de sortie est identique à celle d'entrée. Après les éléments d'accumulation (5) et (7), la grandeur de sortie du modèle PV est un courant et reçoit une tension AC.

La première grandeur à commander est le rapport cyclique de l'onduleur pour passer de la tension continue en alternative. La simulation de ce système se fait en quasi statique et par conséquent le réseau alternatif est représenté par une tension crête monophasée avec un  $\cos(\varphi)$  de 1. La tension AC vaut ainsi  $325\text{ V}^{18}$ . La deuxième grandeur à commander est le hacheur. En pilotant ce convertisseur, il est ainsi possible de contrôler la tension d'entrée des PV et donc d'influencer la puissance de sortie des modules PV pour en exploiter le maximum (MPPT). Une tension, dite de référence, est déterminée grâce à un bloc stratégie. Via l'inversion du système physique (et la prise de mesures en continu), cette grandeur est transformée pour obtenir le rapport cyclique du hacheur ( $\alpha_{DC}$ ). Ce processus est représenté ci-dessous :

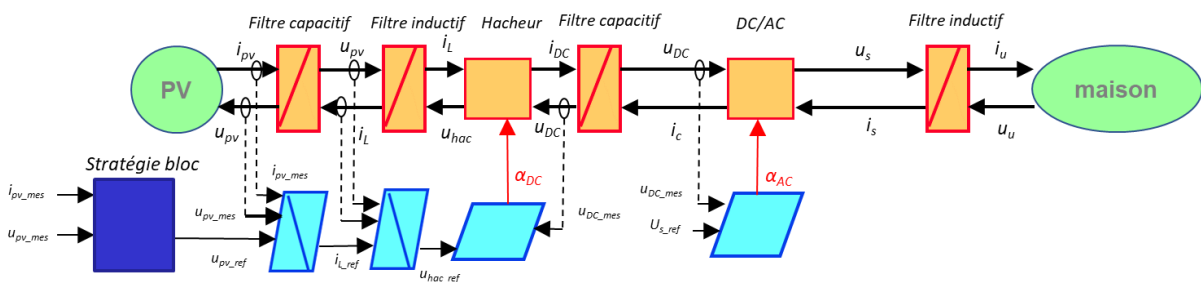


Figure 17 : Modèle PV avec commande du hacheur

<sup>18</sup>  $U_{ac} = \sqrt{2} \cdot 230 \cdot 1$

Le temps de simulation est relativement long. Par conséquent, le modèle a été transformé en un système statique. En statique, des simplifications sont apportées à la REM.

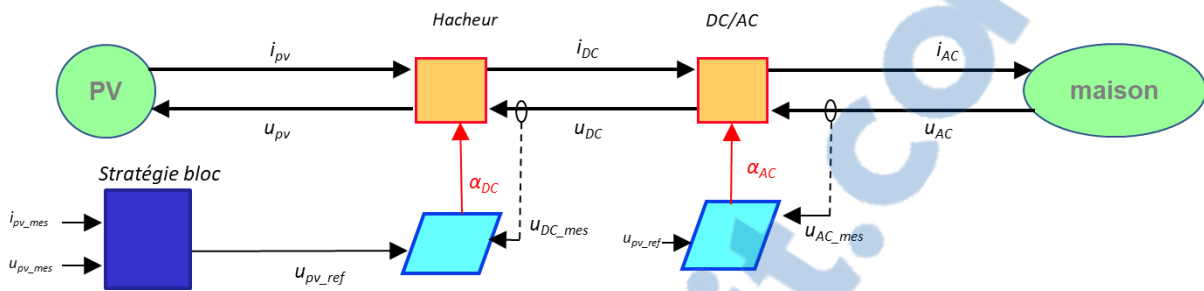


Figure 18 : Modèle PV statique

En statique, les inductances et les capacités ont une valeur nulle, car les propriétés temporelles de chacune ne sont plus considérées<sup>19</sup>. Ainsi, dans les blocs d'accumulation, il ne reste plus que les composants statiques, à savoir les résistances. Pour simplifier le modèle, les pertes ont été négligées et par conséquent les résistances ont été supprimées. Pour la partie gauche, la simplification se fait relativement simplement. Etant donné qu'il a 2 éléments d'accumulation avec chacun un changement de grandeur ((2) et (3)), il est possible de supprimer les 2 blocs. En supprimant ces 2 éléments, les grandeurs d'entrée et de sortie du PV et du hacheur restent les mêmes. Mais pour la partie de droite du système, c'est plus compliqué. En effet, le convertisseur DC/AC se trouve entre 2 éléments d'accumulation. En supprimant les résistances, les grandeurs d'entrée et de sortie du convertisseur changent et cela modifie la commande. La simplification a quand même été faite, car l'onduleur n'est pas réellement piloté en temps réel. Il sert uniquement à convertir une tension continue stable en une tension crête fixe. Ainsi dans le mode statique, le rapport cyclique de ce convertisseur est constant et justifie ainsi la faisabilité de la simplification. Il faut noter que cette dernière ne modifie pas les grandeurs d'entrée et de sortie du hacheur et de la borne maison (8). Ainsi d'un point de vue global la simplification est validée.

On va à présent regarder de plus près le contenu de ces blocs REM avec les équations des grandeurs de sortie.

Systeme PV :

Ce système prend en compte une tension pour imposer un courant en sortie. La tension de chaque module,  $U_{modPV}$  est calculé à partir de la tension totale du système PV, noté  $U_{PV}$  (tension d'entrée) avec :

$$U_{modPV} = \frac{U_{PV}}{N_{PVser}} \quad [V] \quad (24)$$

Avec  $N_{PVser}$  étant le nombre de modules photovoltaïques en série.

<sup>19</sup> Dans le monde temporel de Laplace, lorsque le système est statique, la composante « s » tend vers 0 et ainsi les capacités et les inductances sont négligées.

Par la suite, un courant,  $I_{modPV}$ , est attribué à la sortie du module en fonction de  $U_{modPV}$  ainsi que de l'irradiance grâce à la courbe caractéristique du module PV<sup>20</sup>. Pour finir le courant de sortie du système PV, noté  $I_{PV}$ , est calculé par :

$$I_{PV} = I_{modPV} \cdot N_{PVpar} \quad [A] \quad (25)$$

Avec  $N_{PVpar}$  étant le nombre de strings PV en parallèle.

Convertisseur DC/DC :

Le hacheur impose une grandeur de sortie identique à celle d'entrée en fonction de son rapport cyclique noté  $\alpha_{DC}$ . Le courant de sortie  $I_{DC}$  et la tension de sortie  $U_{PV}$  sont calculés avec leurs grandeurs d'entrées respectives  $U_{DC}$  et  $I_{PV}$  comme ci-dessous :

$$I_{DC} = (1 - \alpha_{DC}) \cdot I_{PV} \quad [A] \quad (26)$$

$$U_{PV} = (1 - \alpha_{DC}) \cdot U_{DC} \quad [V] \quad (27)$$

Le rapport cyclique est quant à lui calculé via la tension de référence calculée par le bloc stratégie et à l'inversion du convertisseur.

Le bloc stratégie contient un algorithme MPPT. Plusieurs algorithmes pour le MPPT existent. Le plus connu et celui utilisé dans ce travail est le « perturbe et observe » (P&O). Cela consiste ainsi à modifier la tension d'entrée des panneaux et d'observer le résultat pour réajuster cette tension d'entrée jusqu'à obtenir la puissance maximale. Cet algorithme est décrit ci-dessous :

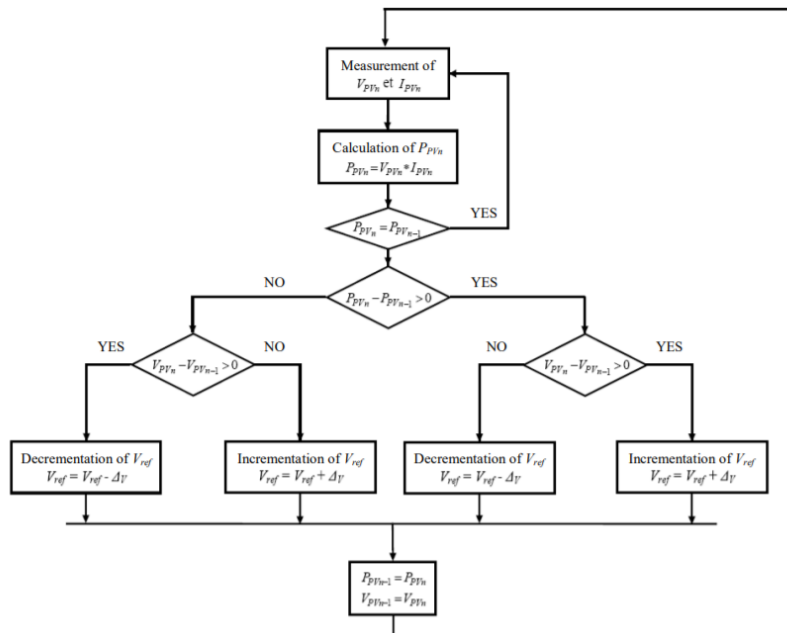


Figure 19 : Algorithme MPPT avec stratégie P&O [35]

<sup>20</sup> Le modèle de panneau photovoltaïque est Soltech STH-230P (voir Annexe 2 : Caractéristiques du module Soltech STH-230P)

A la sortie du bloc stratégie, une tension de référence,  $U_{PV\_ref}$  est obtenue. Cette dernière est transformée dans le bloc d'inversion du hacheur pour obtenir le rapport cyclique par :

$$\alpha_{DC} = 1 - \frac{U_{PV\_ref}}{U_{DC}} \quad [-] \quad (28)$$

Convertisseur DC/AC :

Comme dit précédemment, les grandeurs du convertisseur DC/AC a changé avec la simplification des résistances. Les équations suivantes sont uniquement validées pour le système statique et ne peuvent pas être appliquées à un modèle quasi statique ou dynamique. Le courant alternatif et la tension continue sont calculés à partir de :

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\alpha_{AC}} \quad [A] \quad (29)$$

$$U_{DC} = \frac{U_{AC}}{\alpha_{AC}} \quad [V] \quad (30)$$

Comme dit précédemment, le rapport cyclique  $\alpha_{AC}$  est un résultat constant et est obtenu par :

$$\alpha_{AC} = \frac{U_{AC}}{U_{DCref}} \quad [-] \quad (31)$$

Avec  $U_{DCref}$  étant une constante définissant la tension du bus DC du système.

### 2.3.2 Modélisation d'un prosumer

Une fois le modèle PV validé, il suffit de rajouter la charge à ce modèle pour obtenir la représentation d'une maison. Le nouveau modèle est ainsi représenté ci-dessous :

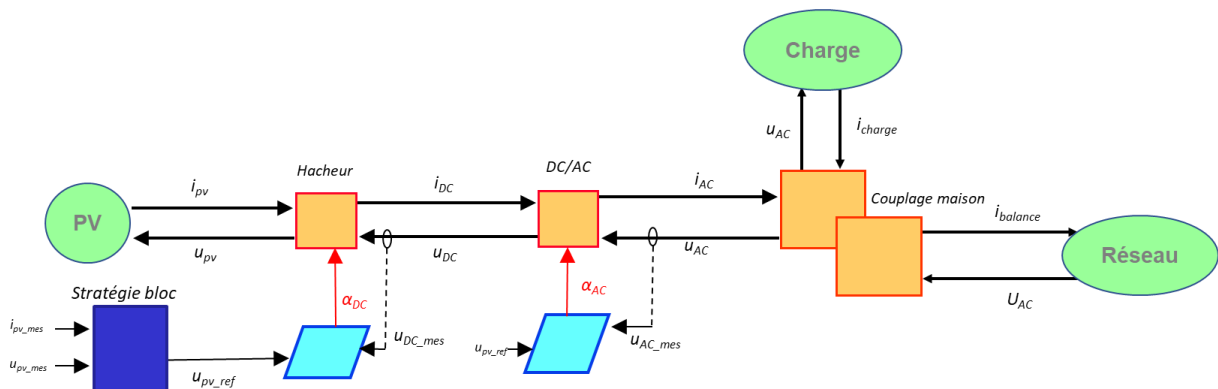


Figure 20 : Modèle maison

Un élément de couplage est utilisé pour faire la liaison entre le système de production PV, la consommation de la maison et le réseau. Ce couplage reçoit la tension du réseau et l'impose à la charge

et au système PV. En échange, il reçoit le courant de la production et de la consommation pour le transmettre au système réseau.

#### Couplage maison :

Le couplage de la maison impose un courant au réseau ( $I_{balance}$ ) en fonction de la production ( $I_{AC}$ ) et de la charge ( $I_{charge}$ ) à partir de :

$$I_{balance} = I_{charge} - I_{AC} \quad [A] \quad (32)$$

Ainsi lorsque  $I_{balance} > 0$ , la maison doit consommer du réseau et si  $I_{balance} < 0$  elle a un surplus et réinjecte ce dernier sur le réseau.

#### Charge :

La charge reçoit la tension, qui n'est autre que la tension alternative du réseau et impose une valeur de courant grâce à :

$$I_{charge} = \frac{P_{maison}}{U_{AC}} \quad [A] \quad (33)$$

Avec  $P_{maison}$  étant la consommation de la maison en puissance.

### 2.3.3 Modélisation du microgrid

Pour modéliser le microgrid, le système maison est répété plusieurs fois afin de constituer un quartier. Les flux énergétiques de chaque maison sont réunis au couplage du microgrid avec les flux du GRD.

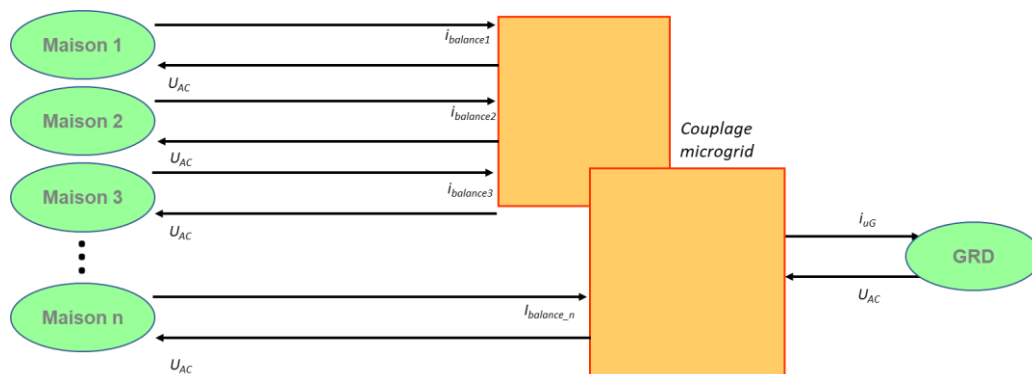


Figure 21 : Modèle microgrid

Comme expliqué ci-dessus, chaque maison impose un courant en sortie en fonction de son manque ou de son surplus et reçoit la tension alternative du réseau. Cette dernière est imposée par le GRD qui en échange reçoit le courant bilan du microgrid, noté  $I_{uG}$  est calculé avec :

$$I_{uG} = \sum_{i=0}^n I_{balance_i} \quad [A] \quad (34)$$

Le modèle de simulation est à présent défini et les simulations peuvent être mises en place.



## Chapitre 3 – Application et résultats appliqués à la gestion énergétique d’un microgrid par la blockchain

Les données de consommation des différentes maisons ont été générées par le logiciel *Load Profile Generator* de Noah Pflugradt [36] [37]. Le microgrid est composé de 7 maisons (A, B, C, D, E, F et G), dont 6 profils différents (voir Annexe 3 : Courbes de charge). La maison A et la maison G ont le même profil et sera utilisé pour comparer leur stratégie sur le Double Auction Market. La consommation totale annuelle du microgrid, sans PV, est de 35 MWh et ainsi le microgrid est tarifé avec le tarif simple. Les prix du GRD sont ceux de Romande Energie pour l’année 2019 avec la catégorie « Terre suisse » (voir Annexe 4 : Tarifs Romande Energie). La composante abonnement n’est pas prise en compte. Lorsqu’un regroupement de maisons se rassemble pour former une entité, cet abonnement devient plus qu’un, mais il est nécessaire d’avoir des compteurs intelligents qui ont un coût. On néglige ici les économies de la composante abonnement et les prix des nouveaux compteurs intelligents.

La source de production locale du microgrid vient des installations solaires des particuliers. Les données météo ont été obtenues par la plateforme Agrometeo de la Confédération suisse et sont le rayonnement de Bourg en Lavaux en 2018 (voir Annexe 5 : Rayonnement annuel).

Maison	Besoin annuel [kWh]	Nbr de PV	$Prix_{bid}$	$Prix_{ask}$
A	4'447	15	0.170	0.090
B	5'084	24	0.140	0.140
C	3'339	0	0.220	-
D	5'442	15	0.140	0.090
E	5'717	24	0.110	0.100
F	8'034	10	0.120	0.120
G	2'455	15	0.170	0.100

Tableau 1 : Propriétés des maisons

Les simulations ont été faites à l’année avec un pas de temps à la seconde. Pour pouvoir comparer les 3 scénarios, la tarification de chaque modèle s’est calquée sur le pas de temps du Double Auction Market et donc un pas de 15 minutes. Les résultats sont les suivants :

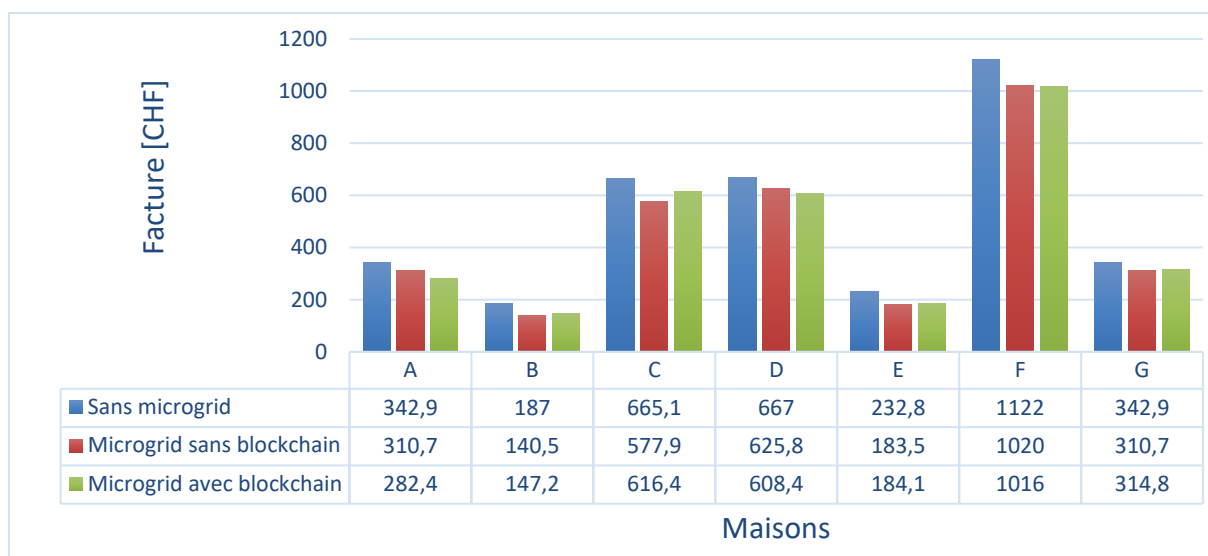


Figure 22 : Facture annuelle

Premièrement, on remarque que le microgrid, peu importe sa méthode de tarification, réduit les factures de chacun des membres (Figure 22). Cette baisse de la facture va de 32 CHF/an (pour la maison A) jusqu'à 102 CHF/an (pour la maison F).

Facture microgrid [CHF]			
	Sans microgrid	Microgrid sans blockchain	Microgrid avec blockchain
semaine hiver	142.42	140.23	140.23
semaine été	-2.47	-12.55	-12.55

Tableau 2 : Somme des facture hebdomadaires

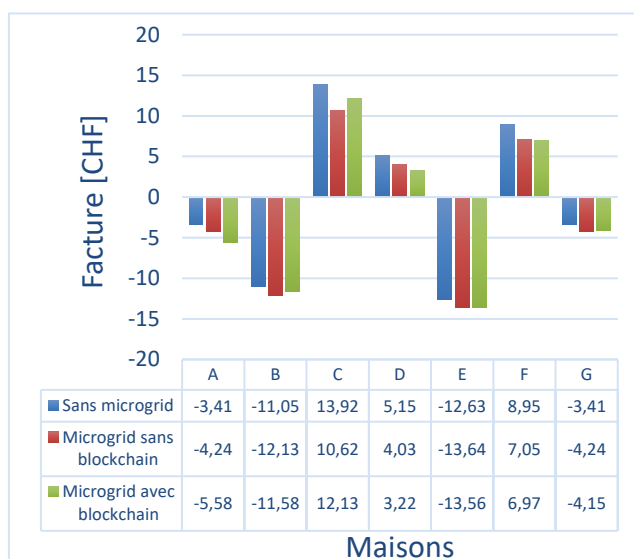


Figure 23 : Factures hebdomadaires été

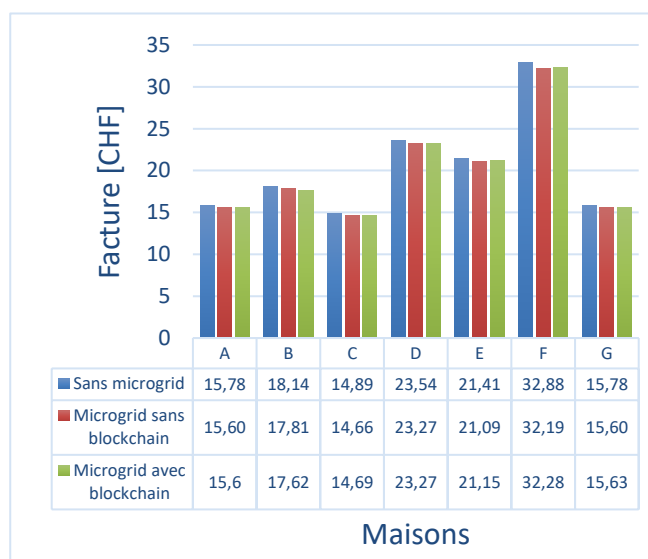


Figure 24 : Factures hebdomadaires hiver

Deuxièmement, grâce au microgrid, été comme hiver, les factures diminuent. Les factures hebdomadaires d'hiver, pour tous les membres, sont plus élevées qu'en été. Cela est dû au fait que plus il y a du rayonnement, plus leur production locale satisfait leur besoin. Par conséquent, ils achètent moins d'énergie auprès du GRD. En revanche, on remarque que les économies qu'apporte le microgrid sont plus élevées en été qu'en hiver (Tableau 2). C'est dû au fait que le microgrid est plus efficace lorsqu'il y a une production locale (en été pour les PV), car il favorise l'autoconsommation. En effet, pour que le microgrid soit efficace il faut que certains membres aient un surplus d'énergie à vendre à d'autres membres. Cette autoconsommation permet aux producteurs de vendre plus cher leur énergie produite et aux consommateurs d'acheter de l'énergie moins chère que les tarifs du GRD. Ainsi, cela diminue les factures des producteurs et des consommateurs. En hiver, vu qu'il y a moins d'ensoleillement, les membres ont moins de surplus à vendre et donc le microgrid est légèrement moins efficace. C'est pour cette raison que les économies en hiver sont plus faibles qu'en été. De plus, des différences sont notables entre les 2 méthodes de tarification du microgrid.

Ainsi le pilier économique est validé. Le microgrid réduit la facture de chacun. De plus, il augmente l'autoconsommation moyenne ainsi que la DUP.

Autoconsommation [%]		
Sans microgrid	Microgrid sans blockchain	Microgrid avec blockchain
27.12	42.33	42.33
22.49		
nan		
41.78		
31.42		
58.13		
27.12		

Tableau 3 : Autoconsommation annuelle

DUP [h]		
Sans microgrid	Microgrid sans blockchain	Microgrid avec blockchain
251.7	573.1	573.1
253.7		
385.6		
373.2		
321.5		
415.2		
251.7		

Tableau 4 : Durée d'utilisation de puissance

Tout d'abord, on constate que les DUP sont relativement faibles. Cela s'explique par le fait que ce sont des maisons avec quelques pics de puissance. Ces pics font ainsi baisser drastiquement leur DUP. De plus, la DUP du microgrid (573 heures) est supérieure à la DUP de chaque membre. En effet, les différentes courbes de charge additionnées ont tendance à lisser la courbe de consommation finale. Les habitudes de chacun et leur mode de vie varient entre eux. Cela permet d'augmenter la part d'autoconsommation. Une personne étant à la maison pourra autoconsommer l'énergie produite par quelqu'un n'étant pas chez lui. Ainsi les différences de comportements et de mode de vie sont essentielles pour le bon fonctionnement du microgrid et permettent d'augmenter la DUP totale du microgrid. On remarque que le microgrid avec blockchain possède la même DUP (573 heures) et le

même taux d'autoconsommation (42.33%) que celui sans blockchain. Cela s'explique par le fait que dans les EMS étudiées et simulées, On contrôle uniquement les flux énergétiques et financiers à l'intérieur du microgrid. Cela n'a aucun impact sur le comportement global du microgrid. On observe le même comportement sur les factures (Tableau 2, Figure 23 et Figure 24). Malgré le changement des flux internes, la somme de toutes les factures du microgrid n'est pas influencée par l'intégration de la technologie blockchain et donc du changement de système de tarification. Il est nécessaire de préciser que pas toutes les fonctionnalités possibles avec la blockchain ont été intégrées à la simulation. Ainsi en ajoutant certaines fonctionnalités comme la gestion optimale d'une batterie et le demand side management, le bilan du microgrid pourrait évoluer.

Un autre indicateur de performance est la part locale. Ce dernier permet de quantifier la provenance de l'énergie consommée par chaque membre. Plus la part locale est grande, plus le prosumer consomme de l'énergie locale. Plus cette part locale est faible, plus le prosumer achète de l'énergie du GRD.

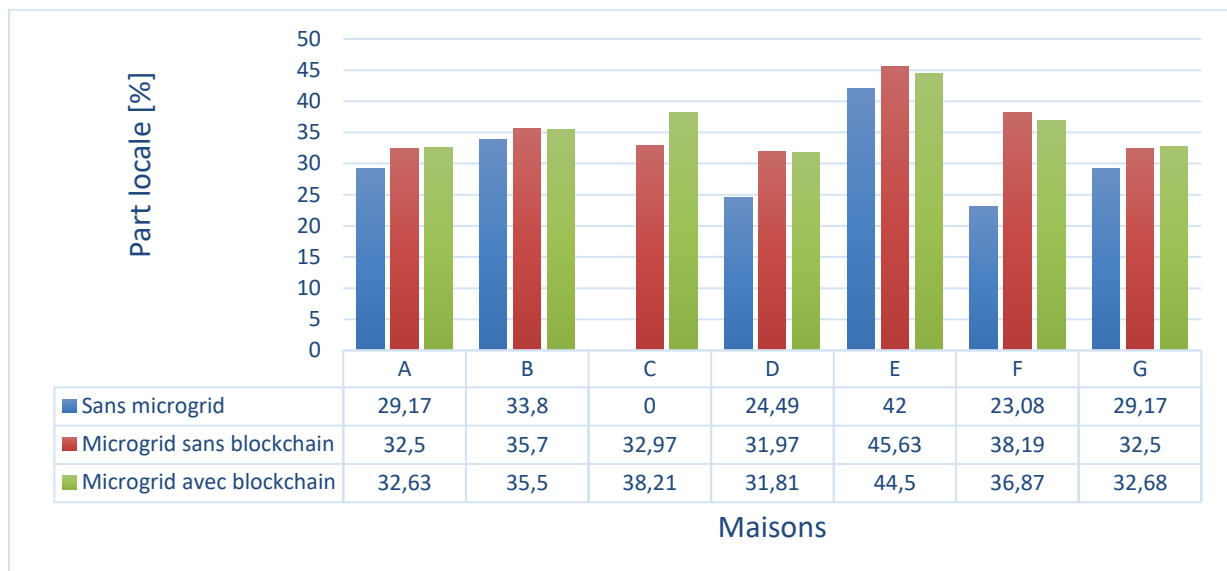


Figure 25 : Part locale annuelle

La part locale augmente chez chaque participant lorsqu'ils appartiennent à un microgrid. Ces derniers vont prioriser la consommation de l'énergie produite localement. Cette priorité se fait automatiquement dans le scénario 1, où la tarification est basée sur le partage de l'énergie. Dans le modèle avec blockchain, cette priorité est modifiable et observable par les transactions effectuées.

L'augmentation de la part locale la plus marquante est celle de la maison C. Cette maison n'a en effet pas d'installation photovoltaïque. Par conséquent, sans microgrid sa part locale est nulle et doit ainsi acheter toute son énergie au GRD. Le microgrid lui donne la possibilité de consommer de l'énergie verte et locale malgré le fait qu'elle n'ait pas elle-même une installation de production. De plus on remarque que cette maison passe de 32.97% de part locale sans la blockchain à 38.21% avec la tarification blockchain. Le Double Auction Market lui permet de consommer encore plus d'énergie produite localement. En effet, cette maison a défini relativement haut son prix d'achat d'énergie interne (22 centimes). C'est pour cette raison que sur la Figure 22, sa facture est 38 CHF plus élevée que celle de la tarification sans blockchain. En fixant un prix d'achat plus haut, elle paiera plus cher son énergie, mais augmentera ses chances de remporter l'enchère sur le Double Auction Market et donc

de consommer plus d'énergie locale. Comme expliqué plus haut, lorsqu'il y a un manque d'énergie dans le microgrid, les bids les plus hauts sont priorités. On observe aussi que malgré son prix d'achat de 3 centimes plus élevé que le prix du GRD (19 centimes), la facture de la maison C reste inférieure à la tarification sans microgrid. Cela s'explique par le prix de la transaction. Comme défini dans le chapitre 2, le prix de la transaction est défini comme étant la moyenne entre le prix d'achat et le prix de vente de l'acheteur et du vendeur. Ici, les prix de vente ne dépassent pas 14 centimes. Ainsi, en définissant un prix d'achat élevé, la maison C s'assure de remporter l'enchère et le prix de la transaction sera tout de même plus bas que le prix du GRD. D'autres maisons comme la E ont défini une priorité plus faible à consommer de l'énergie locale et ont fixé un  $Prix_{bid}$  relativement bas. Ainsi dans le scénario 2, sa part locale est légèrement plus faible que dans le scénario 1.

Un autre point important est que le microgrid permet à certains membres de rentabiliser plus rapidement leurs installations photovoltaïques, en vendant plus cher leur énergie produite. Par exemple, la maison G a fixé son  $Prix_{ask}$  plus haut que la maison A. Ces deux maisons possèdent la même courbe de charge, la même production et le même  $Prix_{bid}$ . La seule différence est le  $Prix_{ask}$ . G a décidé de vendre plus cher son énergie par rapport à A. Ainsi, il prend le risque que, lorsqu'il y a un surplus d'énergie, de vendre moins d'énergie ou que personne ne vienne lui acheter de l'énergie. La maison A a préféré quant à elle ne prendre aucun risque et de vendre de l'énergie bon marché afin d'être sûr de pouvoir vendre à l'interne et de réinjecter au GRD le moins possible. On observe qu'en vendant son énergie 1 centime moins cher, A a économisé environ 32 CHF par rapport à la maison G sur une année (Figure 22). Ainsi, les préférences des utilisateurs ont un impact sur leurs factures et leur part locale.

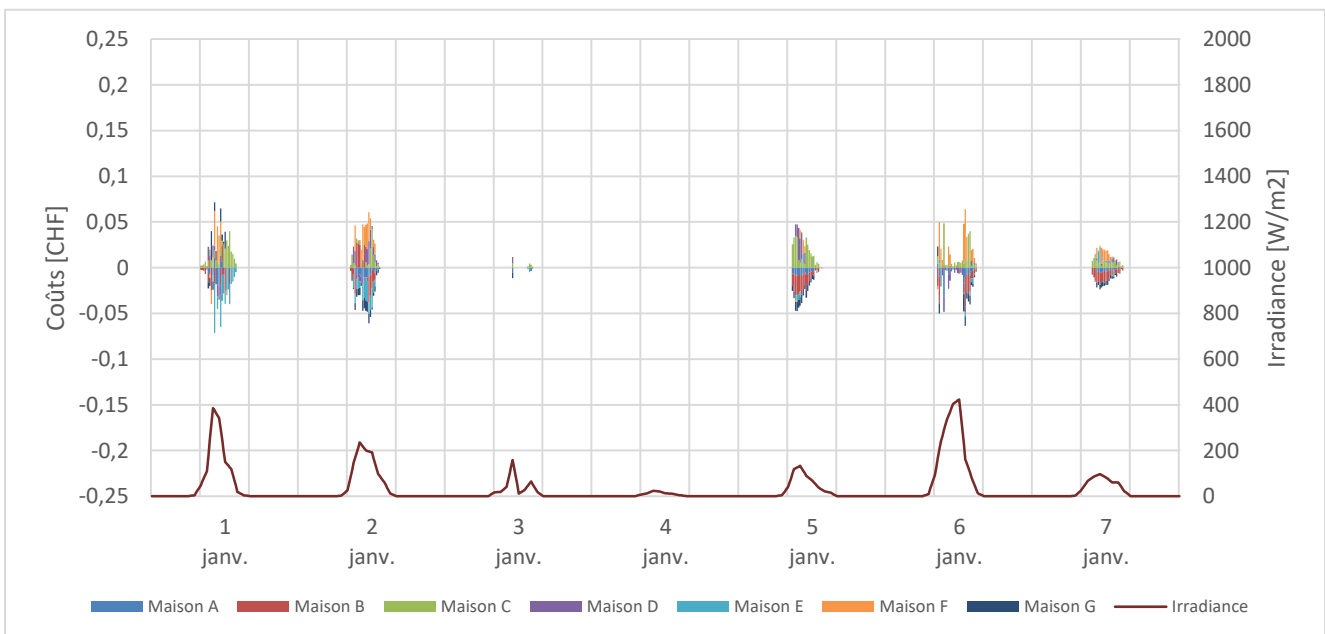


Figure 26 : Transactions internes hiver

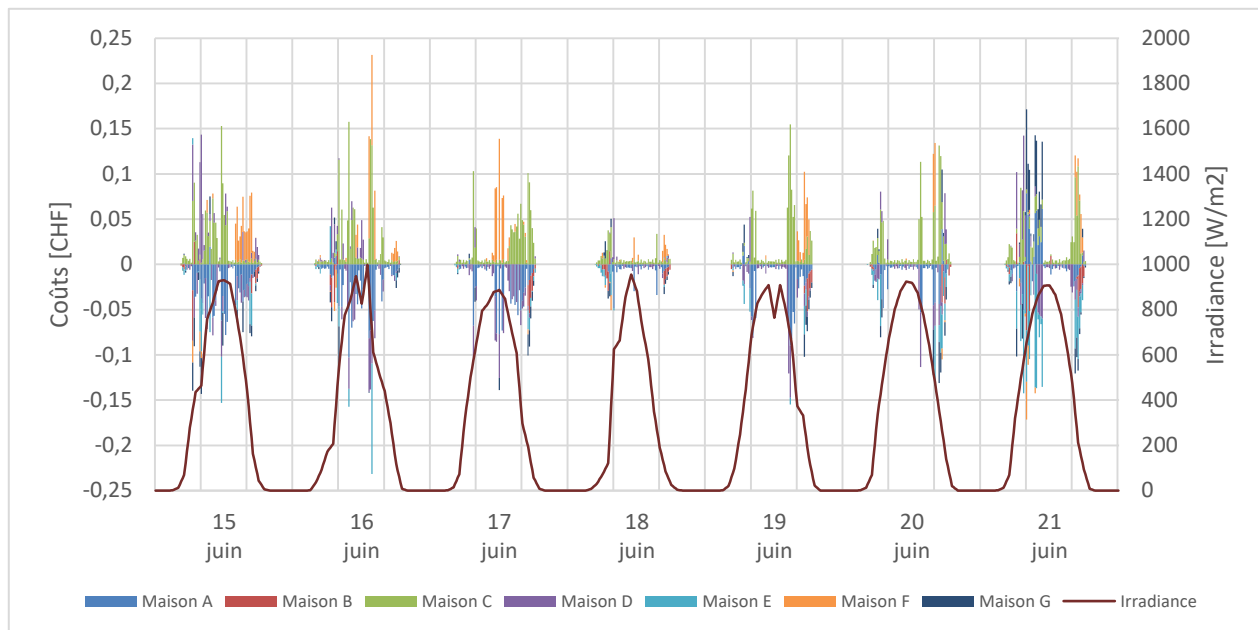


Figure 27 : Transactions internes été

Sur les graphiques précédents, les transactions d'une semaine d'été et d'hiver sont comparées. On observe que les flux financiers internes sont liés au rayonnement. En hiver il y a moins de transactions. Par exemple, le 4 janvier il n'y a aucune transaction. Cela s'explique par le faible ensoleillement. En effet, si le rayonnement est faible, les maisons vont autoconsommé plus d'énergie et il y aura moins de surplus à vendre sur le DAM. Le 4 janvier est un jour critique où tous les membres possédant une installation de production autoconsomment toute leur énergie produite. Ainsi aucun surplus est disponible à la vente. En général, plus l'irradiance est élevée plus il y a des transactions. Mais, il subsiste quelques exceptions. On remarque que l'énergie échangée n'est pas tout le temps plus élevée avec une haute irradiance. Par exemple, on remarque sur la Figure 27, que le 20 juin, le rayonnement est semblable au reste de la semaine. Pourtant il y a moins de transactions durant cette journée, précisément au pic de l'irradiance. Cela s'explique qu'il y a une baisse générale de la consommation et que la majorité des membres de la communauté arrive à subvenir à leurs besoins électriques avec leur propre installation de production. Ainsi moins d'acheteurs sont présents sur le Double Auction Market. On constate d'ailleurs que le principal acheteur sur le marché local ce jour-là est la maison C, qui elle, n'a pas de moyen de production et est donc obligée d'acheter de l'énergie.

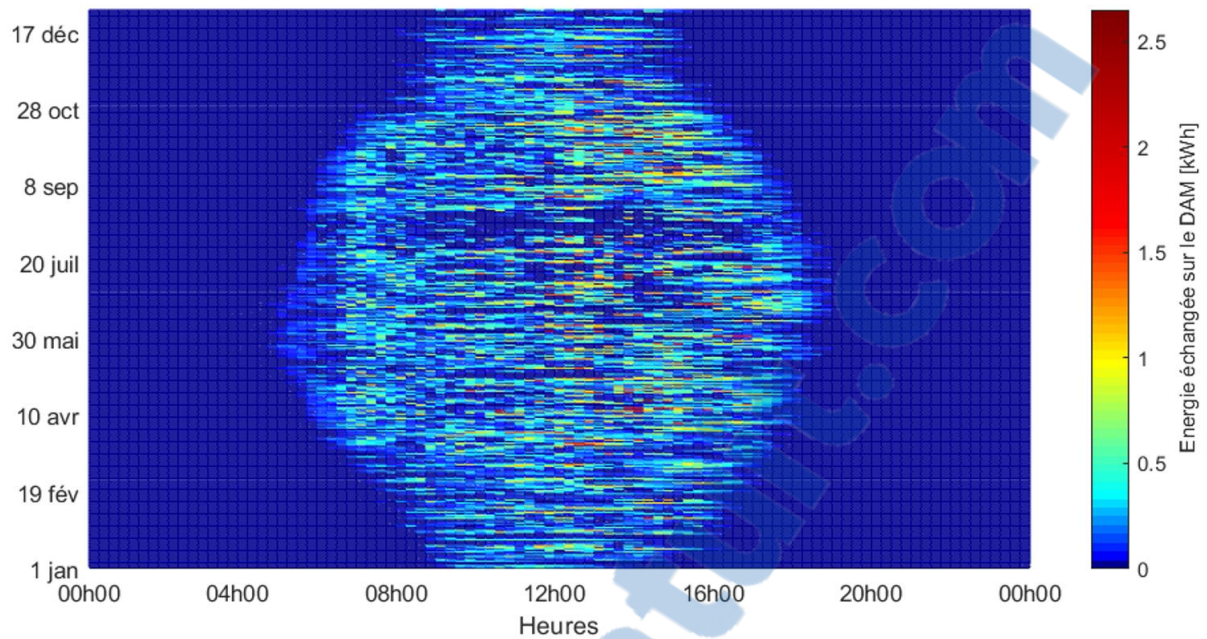


Figure 28 : Energie échangée sur le Double Auction Market

Ainsi sur la Figure 28, on voit que les transactions sont effectuées durant le jour (lorsque le soleil est présent) et qu'en été il y a plus d'énergie transitée qu'en hiver. De plus, on observe que durant la période fin août début septembre, il y a une baisse générale d'échanges dans le microgrid. En analysant les courbes de charge des prosumers (Annexe 3 : Courbes de charge), on constate que plusieurs maisons (A, B, D et G) ont moins de consommation durant cette période. L'hypothèse est donc qu'ils sont absents de leur domicile. Avec une consommation très faible, leur propre installation solaire suffit comme approvisionnement et ainsi moins de transactions ont lieu sur le Double Auction Market.

Pour finir, on constate que les transactions se déroulent uniquement le jour, car le seul moyen de production est l'énergie solaire et il n'y a pas de système de stockage. En rajoutant, des autres moyens de production (comme le vent) ou des systèmes de stockage, les transactions ne seront plus limitées à la journée et pourront s'effectuer à tout moment.

## Conclusion et perspectives

---

Pour finir, on conclut que les microgrids peuvent contribuer de manière significative aux objectifs des 3 piliers du développement durable. Pour étayer cette conclusion, un état de l'art sur la blockchain de l'énergie et des modes de tarifications des GRD a permis d'orienter le développement d'un modèle de simulation d'un microgrid des flux d'énergie entre les acteurs et intégrant une gestion de l'énergie. Les indicateurs proposés et implémentés ont permis de comparer différents scénarios : Scénario de référence sans microgrid, Scénario 1 avec microgrid, mais sans blockchain et Scénario 2 avec microgrid et blockchain. En effet, cette approche technologique permet aux membres de consommer de l'énergie renouvelable produite localement. Cela se traduit par une hausse de la part locale chez chaque membre de la communauté (des hausses allant de 3% jusqu'à 38%). De plus, ces microgrids permettent à des personnes ne possédant pas d'installation de production, de tout de même consommer de l'énergie verte et locale. C'est la cas de la maison C. Avec le scénario de référence elle ne consomme pas d'énergie locale. En appartenant à un microgrid, cette part locale augmente jusqu'à 32.97% pour le scénario 1 et 38.21% pour le scénario 2. Du point de vue économique, les microgrids permettent de diminuer les factures de membres et ainsi d'augmenter la rentabilité des installations de productions villageoises. Des économies pouvant aller jusqu'à 106 CHF/an sont faites. Un autre point mis en avant est l'importance de la diversité des modes de vie. Durant la période de fin août, plusieurs membres sont absents. Il en résulte en un surplus d'énergie important dans le microgrid et une forte baisse de transactions dans le microgrid.

La blockchain quant à elle offre plus de possibilités à la gestion énergétique. Les membres de la communauté ont plus de liberté et peuvent directement exprimer leurs préférences sur leur consommation énergétique. Ils ont la possibilité de choisir la priorité de consommer de l'énergie locale en désignant eux-mêmes leur prix d'achat et de vente sur le Double Auction Market. La blockchain permet aussi de stocker toutes les transactions dans une chaîne sécurisée et est distribuée chez chaque nœud. Cela permet ainsi d'avoir l'historique des transactions et de pouvoir répartir correctement la facture du GRD sur les membres de la communauté.

Ce travail a permis de mettre en avant les premiers avantages des microgrids et l'intégration de la blockchain à ces derniers. Les fonctionnalités de la blockchain ne s'arrêtent pas là. La blockchain permet aussi d'avoir une technologie de communication sécurisée entre les différents appareils pour la gestion énergétique. Cela ouvre les portes à une gestion optimisée des batteries et à l'effacement ou report de charge. Afin d'optimiser le microgrid et ce Double Auction Market, il faudrait à l'avenir instaurer un prix dynamique basé sur un système de prédiction, où le prix varie à chaque nouveau marché d'enchères et où les acteurs ont une certaine intelligence en implémentant une stratégie dans la façon de miser durant les ventes aux enchères. D'autre part, le DAM offre un support pour la représentation du coût des opérations et des pertes. Le DAM permettrait d'implémenter les résultats d'Optimal Power Flow (OPF) et de les représenter dans les prix des transactions suivant la structure du microgrid entre les différents membres de la communauté.



## Références

---

- [1] SwissGrid, «Niveaux de réseau,» [En ligne]. Available: <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html>. [Accès le 13 08 2019].
- [2] Association des producteurs d'énergie indépendants, «Gestionnaires de réseau de distribution,» [En ligne]. Available: <http://www.vese.ch/fr/defense-des-interets/gestionnaires-de-reseau-de-distribution/>. [Accès le 28 06 2019].
- [3] Assemblée fédérale de la Confédération suisse, «Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI),» 23 mars 2007 (Etat le 1er janvier 2018).
- [4] W. Martin E. et B. Adam G., «Business Models as Drivers of the Low Carbon Power System Transition: A Multi-Level Perspective,» *Journal of Cleaner Production*, 2016.
- [5] Commission fédérale de l'électricité Elcom, «Séances d'information 2019 à l'intention des gestionnaires de réseau,» 2019.
- [6] Association des entreprises électriques suisses AES, «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH,» Association des entreprises électriques suisses AES, Aarau, 2018.
- [7] Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), «Stratégie énergétique 2050,» [En ligne]. Available: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/energie/strategie-energetique-2050.html>. [Accès le 21 06 2019].
- [8] OFEN, «Statistique suisse de l'électricité,» 2017.
- [9] Assemblée fédérale de la Confédération suisse, «Loi fédérale sur l'Energie (LEne),» 30 septembre 2016 (Etat le 1er janvier 2018).
- [10] Pronovo AG, «Garanties d'origine,» [En ligne]. Available: <https://pronovo.ch/fr/garanties-dorigine/>. [Accès le 22 06 2019].
- [11] Swissolar, «Qu'apporte la Stratégie énergétique 2050 à l'énergie solaire ?,» [En ligne]. Available: <https://www.swissolar.ch/fr/newsletter/quapporte-la-strategie-energetique-2050-a-lenergie-solaire/>. [Accès le 22 06 2019].
- [12] Swissolar, «Guide pratique de la consommation propre,» 2019.
- [13] Blockchain France, [En ligne]. Available: <https://blockchainfrance.net/>. [Accès le 22 06 2019].
- [14] M. Andoni, V. Robu, D. Flynn, S. Abram, D. Geach, D. Jenkins, P. McCallum et A. Peacock, «Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities,» chez *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, pp. 143-174.
- [15] M-PAYG, [En ligne]. Available: <http://www.mpayg.com/>. [Accès le 22 06 2019].

- [16] Sun Exchange, [En ligne]. Available: <https://thesunexchange.com/>. [Accès le 22 06 2019].
- [17] Poseidon Foundation, «Poseidon Foundation - Climate Rescue,» [En ligne]. Available: <https://poseidon.eco/>. [Accès le 22 06 2019].
- [18] TenneT, «TenneT: continuing with Blockchain after successful pilots,» [En ligne]. Available: <https://www.tennet.eu/news/detail/tennet-continuing-with-blockchain-after-successful-pilots/>. [Accès le 22 06 2019].
- [19] Share&Charge, [En ligne]. Available: <https://shareandcharge.com/>. [Accès le 22 06 2019].
- [20] SunContract, [En ligne]. Available: <https://suncontract.org/>. [Accès le 23 06 2019].
- [21] LO3 Energy, «The Future of Energy | Blockchain, Transactive Grids, Microgrids, Energy Trading | LO3 Stock, Tokens and Information | LO3 Energy,» [En ligne]. Available: <https://lo3energy.com/>. [Accès le 23 06 2019].
- [22] Quartierstrom, «At a glance | Quartierstrom,» [En ligne]. Available: <https://quartierstrom.ch/index.php/en/the-essentials-in-brief/>. [Accès le 01 07 2019].
- [23] L. Ableitner, A. Meeuw, S. Schopfer, V. Tiefenbeck, F. Wortmann et A. Wörner, «Quartierstrom - Implementation of real world prosumer centric local energy market in Walenstadt, Switzerland,» 20 05 2019.
- [24] Hive Power, «Hive Power - Share Energy for a Brighter Future,» [En ligne]. Available: <https://www.hivepower.tech/>. [Accès le 01 06 2019].
- [25] Blockchain France, «Qu'est-ce que la blockchain ?,» [En ligne]. Available: <https://blockchainfrance.net/decouvrir-la-blockchain/c-est-quoi-la-blockchain/>. [Accès le 23 06 2019].
- [26] ethereum France, «« Smart contract », où l'engagement auto-exécutant,» [En ligne]. Available: <https://www.ethereum-france.com/smart-contract-ou-le-contrat-auto-executant/>. [Accès le 23 06 2019].
- [27] ChainTrade, «10 Advantages of Using Smart Contracts,» [En ligne]. Available: <https://medium.com/@ChainTrade/10-advantages-of-using-smart-contracts-bc29c508691a>. [Accès le 23 06 2019].
- [28] E. Tan, «Types of Consensus Protocols Used in Blockchains,» [En ligne]. Available: <https://hackernoon.com/types-of-consensus-protocols-used-in-blockchains-6edd20951899>. [Accès le 28 06 2019].
- [29] V. Buterin, «On Public and Private Blockchains - Ethereum Blog,» [En ligne]. Available: <https://blog.ethereum.org/2015/08/07/on-public-and-private-blockchains/>. [Accès le 24 06 2019].
- [30] N. Rossé, «Les distributeurs d'électricité se préparent à l'ouverture du marché,» *RTS*, 2018.
- [31] C. Long, J. Wu, C. Zhang, L. Thomas, M. Cheng et N. Jenkins, «Peer-to-Peer Energy Trading in a Community Microgrid,» Cardiff University, Cardiff UK, 2017.

- [32] E. Mengelkamp, J. Gärttner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini et C. Weinhardt, «Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid,» 2018.
- [33] Y. Lu et X. Zheng, «Block Chain Based Double Auction Design,» Old Dominion University , 2018.
- [34] Université de Lille , «EMRwebsite - EMR library,» [En ligne]. Available: <http://www.emrwebsite.org/library.html>. [Accès le 04 08 2019].
- [35] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion,» Université Paul Sabatier, Toulouse, 2018.
- [36] N. Pflugradt, «LoadProfileGenerator,» [En ligne]. Available: <https://www.loadprofilegenerator.de/>. [Accès le 24 07 2019].
- [37] «Modellierung von Wasserund Energieverbräuchen in Haushalten,» Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2016.
- [38] World Energy Council, «The Developing Role of Blockchain,» 2017.
- [39] Association des entreprises électriques suisses AES, «Formation des prix de l'électricité,» 2018.
- [40] K. Beddiar et F. Imbault, Blockchain pour l'énergie, Dunod, 2018.
- [41] Patel Brothers, «What is Centralized Database for Local Area Network,» [En ligne]. Available: <https://propatel.blogspot.com/2019/03/what-is-centralized-database-for-local.html>. [Accès le 28 06 2019].
- [42] Digiconomist, « Home / Bitcoin Energy Consumption Index,» [En ligne]. Available: <https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption>. [Accès le 28 06 2019].
- [43] Energy Web Foundation, «Energy Web,» [En ligne]. Available: <https://www.energyweb.org/>. [Accès le 01 06 2019].

## Annexes

### ANNEXE 1 : Librairie Représentation Energétique Macroscopique

#### Source :

Ces éléments verts et ovales permettent de représenter toutes sources d'énergie. Ils sont ainsi utilisés pour délimiter le système.

Exemple : PV, batterie, réseau, ...

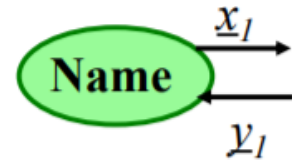


Figure 29 : REM éléments de source

#### Elément d'accumulation :

Les éléments d'accumulations, représentés par un rectangle barré (orange et rouge) symbolisent tous systèmes accumulant de l'énergie. Lorsque la simulation est en quasi statique, ce composant est défini par la causalité intégrale pouvant ainsi exprimer la sortie en fonction d'une relation temporelle des variables d'entrée<sup>21</sup>. Ainsi la grandeur de sortie est différente de celle d'entrée (courant  $\rightarrow$  tension ou tension  $\rightarrow$  courant).

Exemples : inductances, condensateurs, ressorts, ...

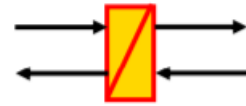


Figure 30 : REM élément d'accumulation

#### Elément de conversion :

Comme son nom l'indique, ces éléments représentent tous composants convertissant le flux énergétique en fonction d'une commande reçue (flèche rouge). Deux types de conversion existe. Le premier est le mono-physique symbolisé par un rectangle orange. Ce bloc représente une conversion où la nature du flux physique ne change pas. Exemple : convertisseur boost, onduleur, ...

Le second est le convertisseur multi-physique. Il convertit un flux en changeant la grandeur énergétique. Exemple : machine tournante, générateur, ...

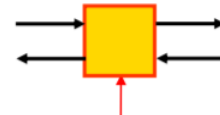


Figure 31 : REM conversion mono-physique

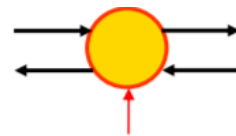


Figure 32 : REM conversion multi-physique

<sup>21</sup> La REM exprime toujours les éléments par la causalité intégrale

Elément de couplage :

Ces éléments symbolisent le regroupement de plusieurs flux. Comme pour les éléments de conversion deux types existent (mono-physique et multi-physique). Exemple : tableau électrique, boîte à vitesses, ...

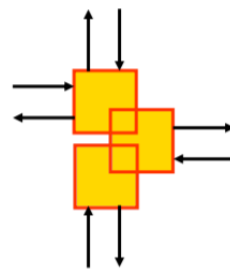


Figure 33 : REM couplage mono-physique

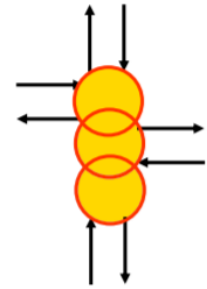


Figure 34 : REM couplage multi-physique

Inversion :

Pour contrôler le système, il est possible de commander certains composants. Pour ce faire, il est nécessaire de comparer des valeurs mesurées (symbolisées par une flèche partant d'une éclipse) à des valeurs de références (objectif). Par la suite, il faut inverser le modèle physique jusqu'à obtenir la grandeur de commande. Ainsi chaque bloc élément présenté ci-dessus ont leur équivalence en bloc d'inversion. Ces blocs d'inversion sont représentés en bleu.

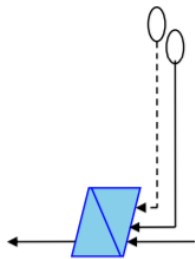


Figure 37 : REM inversion élément d'accumulation

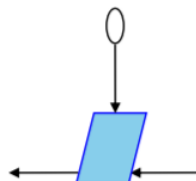


Figure 35 : REM inversion élément de conversion

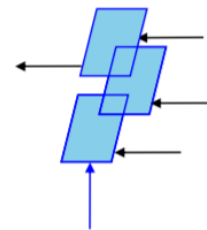


Figure 36 : REM inversion élément de couplage

Stratégie :

Le dernier bloc est la stratégie. Ce bloc sert à déterminer la valeur de référence sur laquelle la commande est basée.

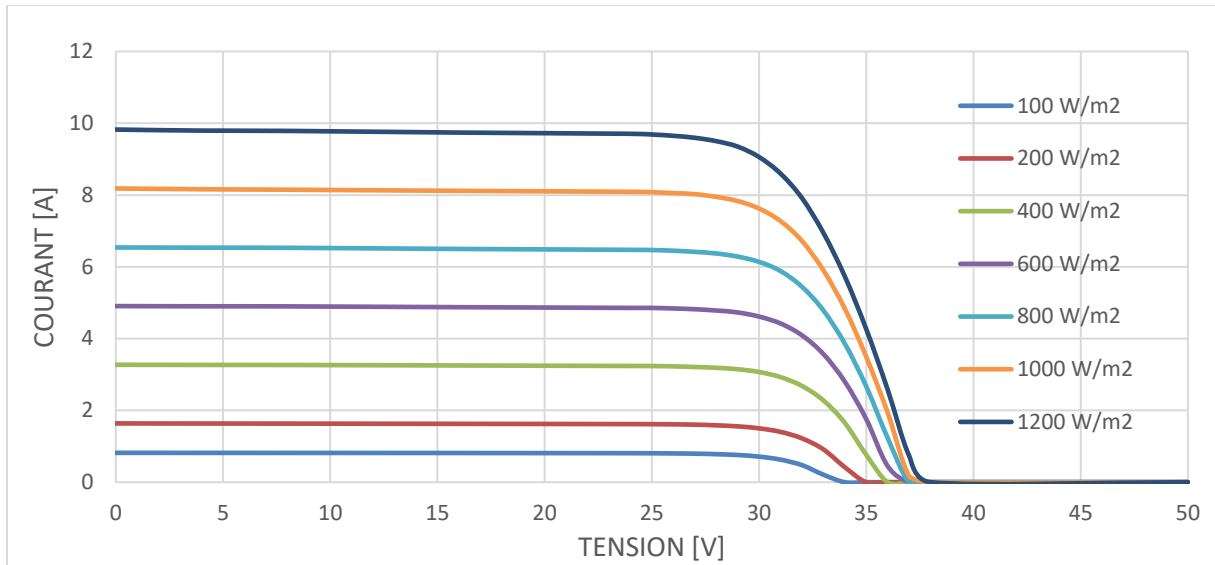
Exemple : MPPT, EMS, ...



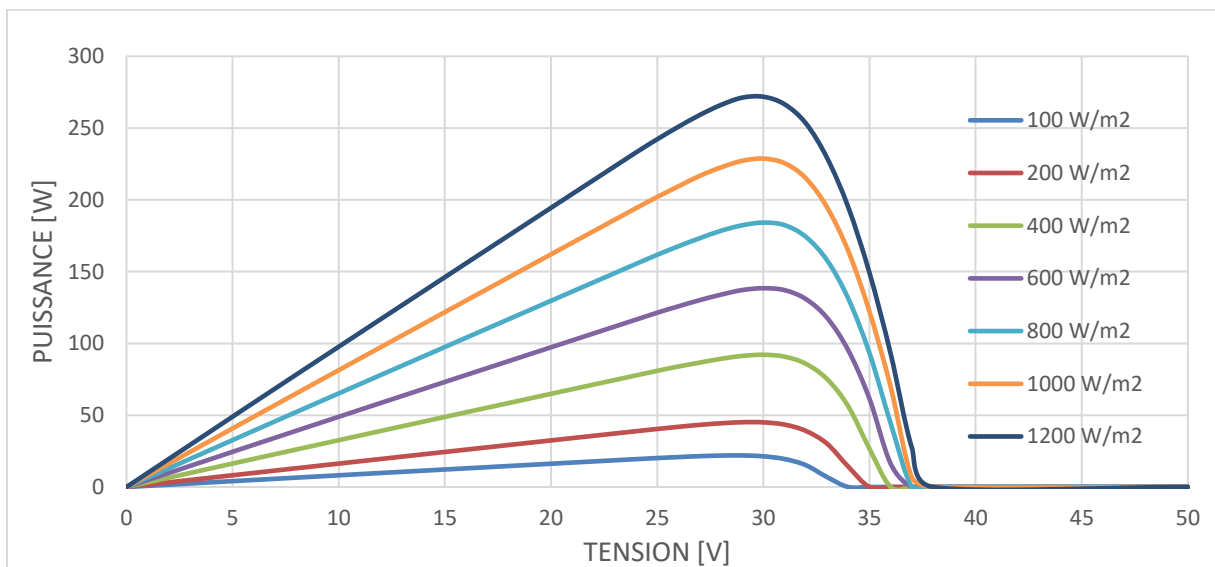
Figure 38 : REM stratégie

Tous les composants présentés ci-dessus servent ainsi à créer le modèle de simulation du microgrid et à symboliser les parties physiques du système.

**ANNEXE 2 : Caractéristiques du module Soltech STH-230P**

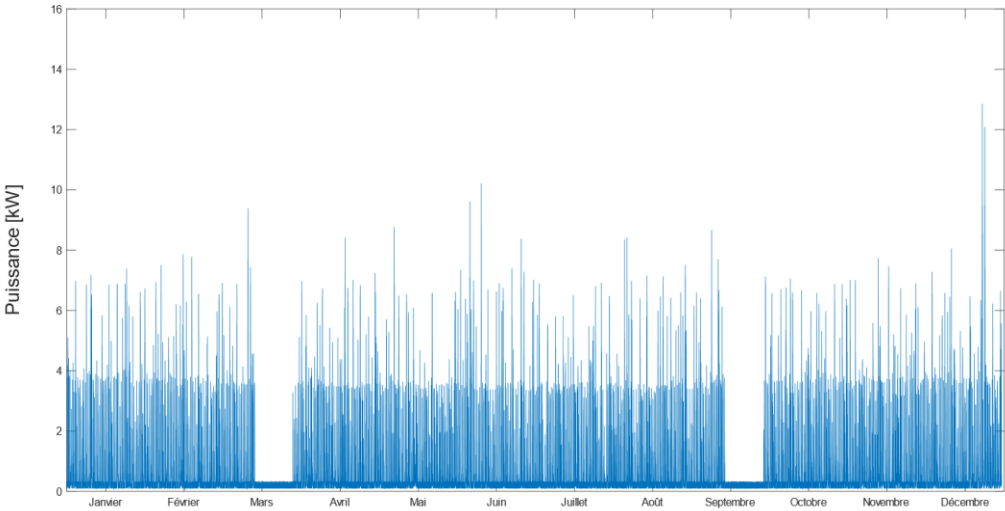


**Figure 39 : Courant / Tension**

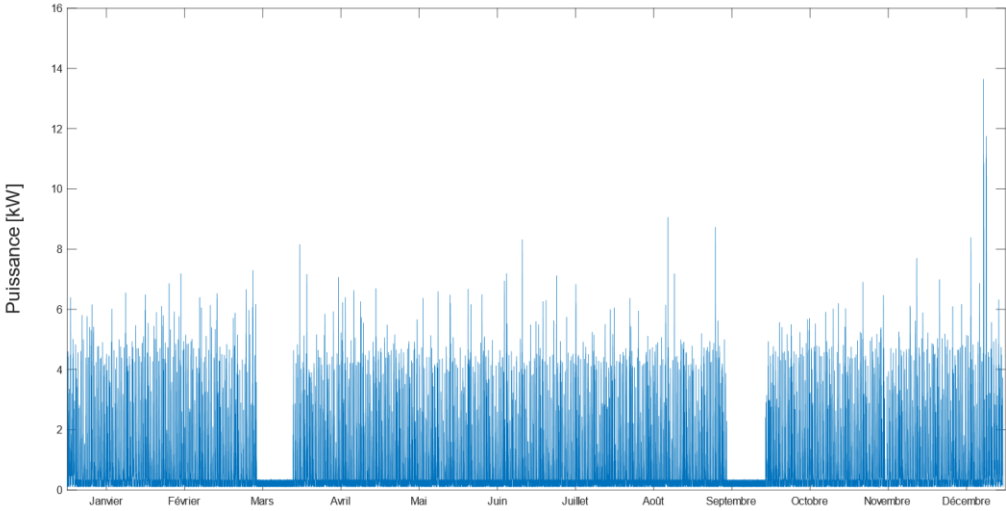


**Figure 40 : Puissance / Tension**

**ANNEXE 3 : Courbes de charge**



**Figure 41 : Courbe de charge de la maison A et G**



**Figure 42 : Courbe de charge de la maison B**

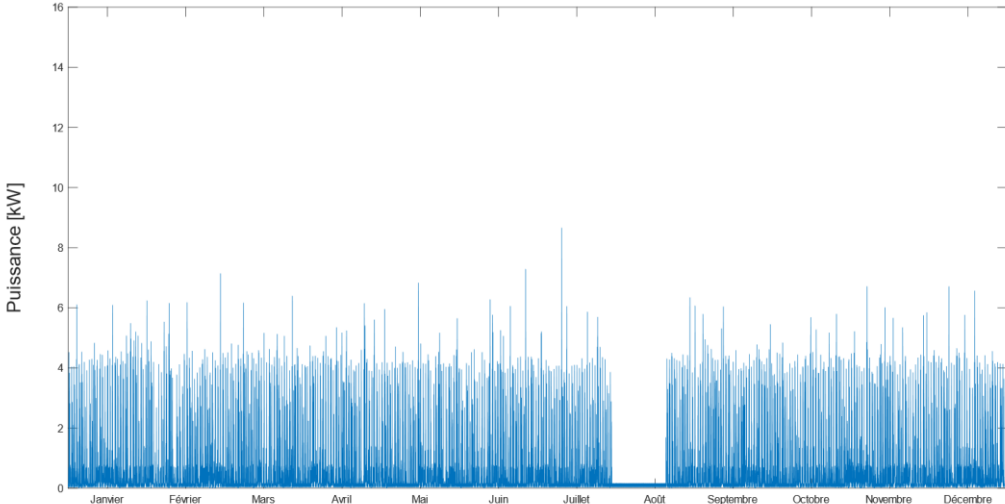


Figure 43 : Courbe de charge de la maison C

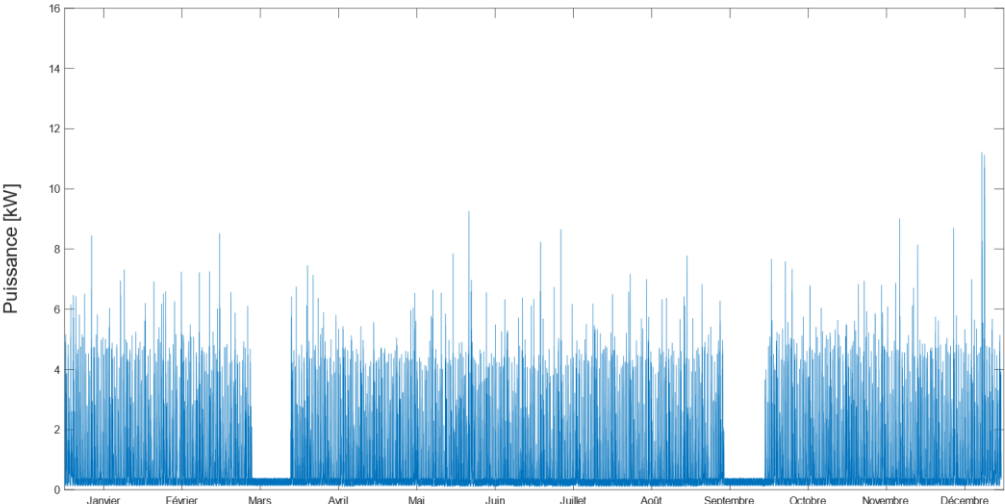


Figure 44 : Courbe de charge de la maison D

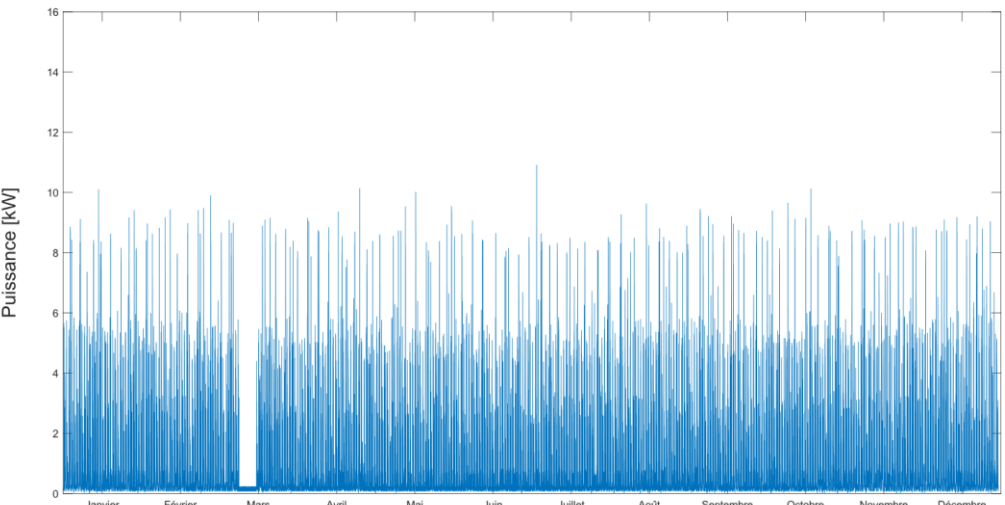


Figure 45 : Courbe de charge de la maison E



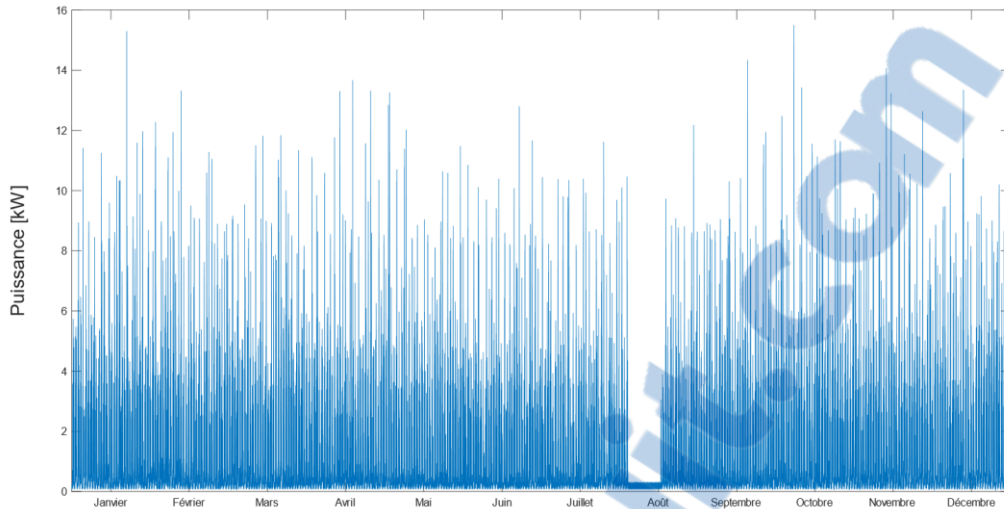


Figure 46 : Courbe de charge de la maison F

ANNEXE 4 : Tarifs Romande Energie

ÉNERGIES ÉLECTRIQUES										ACHEMINEMENT RÉGIONAL			TRANSPORT NATIONAL & SERVICES SYSTÈME		
ROMANDE ENERGIE	TERRE SUISSE		TERRE ROMANDE		TERRE D'YCI		TARIF STANDARD		ROMANDE ENERGIE	swissgrid		ROMANDE ENERGIE		swissgrid	
	HP ct.kWh	HC ct.kWh	HP ct.kWh	HC ct.kWh	HP ct.kWh	HC ct.kWh	HP ct.kWh	HC ct.kWh		HP ct.kWh	HC ct.kWh	Abonnement CHF/mois	HP ct.kWh	HC ct.kWh	Puissance CHF/kW/mois
Simple	9.00		10.50		12.00		8.60		7.31	5.50		1.11			
Double	10.30	6.70	11.80	8.20	13.30	9.70	9.90	6.30	8.54	4.50	6.50	1.27	0.78		
Simple Interruptible <sup>1</sup>	9.00		10.50		12.00		8.60		6.09	6.50		0.93			
Double Interruptible	10.30	6.70	11.80	8.20	13.30	9.70	9.90	6.30	7.97	4.20	6.50	1.21	0.75		
Interruptible court <sup>2</sup>	6.70		8.20		9.70		6.30		2.85			0.51			
Interruptible long <sup>2</sup>	8.40		9.90		11.40		8.00		6.06			0.88			
Pro - BT DUP Faible	8.10	5.40	9.60	6.90	11.10	8.40	7.70	5.00	4.65	2.94	4.45	0.73	0.55	0.47	
Pro - BT DUP Haute	8.10	5.40	9.60	6.90	11.10	8.40	7.70	5.00	3.65	1.94	6.95	0.63	0.45	0.74	

S'AJOUTENT AUX PRIX CI-DESSUS :	
<b>Taxes publiques</b>	<b>VAUD</b>
Taxe fédérale	2.3 ct. / kWh
Taxe cantonale*	0.18 ct. / kWh
Émoulement cantonal	0.02 ct. / kWh
Émoulement communal	à façon
Taxe communale spécifique *	à façon
<b>Taxes publiques</b>	<b>VALAIS</b>
Taxe fédérale	2.3 ct. / kWh
Émoulement communal	à façon

\* Non assujettie à la TVA.

Sous réserve de modification des taxes et émoulements par les Autorités.

<sup>1</sup> Ces prix ne sont plus applicables aux nouvelles installations mises en service après le 01.01.2011.  
<sup>2</sup> Ces prix ne sont plus applicables aux installations mises en service après le 01.01.2014.  
 HP : heures pleines  
 HC : heures creuses  
**Prix en CHF hors taxes et TVA 7.7 %.**

Les conditions d'application de ces prix sont disponibles sur [www.romande-energie.ch](http://www.romande-energie.ch) (Rubrique Prix, Fiches explicatives).

Energie réactive facturée : 2.82 ct./kVAh à partir d'un cos φ inférieur à 0.90.

Figure 47 : Tarifs d'achat 2019

MODÈLE 1 ET 2 : « CONSOMMATION PROPRE INDIVIDUELLE OU INJECTION DU SURPLUS » ET « INJECTION TOTALE »		
<b>Solaire</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée  <b>2.45 ct./kWh</b> garantie d'origine <sup>1)</sup>	<b>Eolien - Biomasse - Mini Hydro</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée  <b>1.66 ct./kWh</b> garantie d'origine <sup>1)</sup>	<b>Non renouvelable</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée
MODÈLE 3 : * SANS COMMUNAUTÉ D'AUTO-CONSOMMATEURS MODÈLE ROMANDE ENERGIE		
<b>Solaire</b> <b>15.74 ct./kWh</b> énergie autoconsommable  <b>8.16 ct./kWh</b> énergie refoulée		
MODÈLE 4 : AVEC LA CONSTITUTION ET LA GESTION D'UNE COMMUNAUTÉ D'AUTO-CONSOMMATEURS		
<b>Solaire</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée  <b>2.45 ct./kWh</b> garantie d'origine <sup>1)</sup>	<b>Eolien - Biomasse - Mini Hydro</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée  <b>1.66 ct./kWh</b> garantie d'origine <sup>1)</sup>	<b>Non renouvelable</b> <b>5.71 ct./kWh</b> énergie refoulée

\* Ce modèle n'est plus proposé depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017.

Figure 48 : Tarifs de reprise 2019

## ANNEXE 5 : Rayonnement annuel

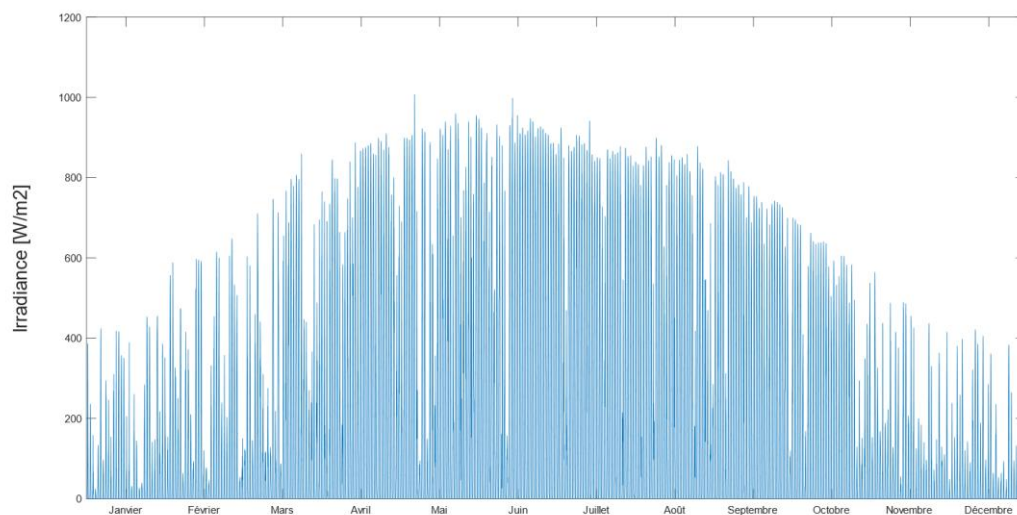


Figure 49 : Rayonnement Bourg-en-Lavaux

## ANNEXE 6 : Bibliographie d'icônes

- Freepik
- Ocha
- Nhor Phai
- pixelmeetup
- Icongeek26
- mynamepong
- *Smashicons*
- <https://hackernoon.com/heres-how-i-built-a-private-blockchain-network-and-you-can-too-62ca7db556c0>
- <https://propatel.blogspot.com/2019/03/what-is-centralized-database-for-local.html>