

## Réseaux de distribution versus production distribuée Etude de cas au Val Bedretto (Tessin, CH)

Bernard Lachal, Andre Mermoud et Franco Romerio  
avec la collaboration de Eric Pampaloni





**Réseaux de distribution versus production distribuée  
Etude de cas au Val Bedretto (Tessin, CH)**

**Bernard Lachal, Andre Mermoud et Franco Romerio  
avec la collaboration de Eric Pampaloni**

**Rapport final**

**Mandant :**

**Office Fédéral de l'Energie**

Ce rapport reprend la problématique, la méthodologie et l'étude de cas réalisée par le Cuepe dans le cadre du projet « Dezentrale Stromversorgung - Optimierungschancen » de l'Office fédéral de l'énergie, à Berne, auprès duquel on pourra se procurer l'étude complète « Réseaux de distribution versus production distribuée. Problèmes méthodologiques et études de cas ».

## Rapports de recherche du Cuepe

1. Analyse thermique de la cité solaire de Plan-les-Ouates  
G. Branco, B. Lachal, P. Gallinelli, D. Gonzalez, W. Weber
2. GEOSER : Stockage solaire à court terme en serres horticoles  
P. Hollmuller, B. Lachal, P. Jaboyedoff, A. Reist, J. Gil, L. Danloy
3. COSTEAU : Préchauffage et rafraîchissement par collecteurs souterrains à eau,  
étude de cas (bâtiment Perret à Satigny, GE) et généralisation  
P. Hollmuller, B. Lachal
4. Réseaux de distribution versus production distribuée.  
Etude de cas au Val Bedretto (Tessin, CH).  
B. Lachal, A. Mermoud, F. Romero, avec la collaboration de E. Pampaloni

## Adresse

Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie (CUEPE)  
Battelle, Bâtiment A  
7, route de Drize  
CH 1227 - Carouge/Genève  
Tél. : (41 22) 379 0661  
Fax : (41 22) 379 0639  
[www.cuepe.ch](http://www.cuepe.ch)



# Table des matières

<b>Résumé/Zusammenfassung/Riassunto.....</b>	<b>5</b>
<b>Préface .....</b>	<b>11</b>
<b>1 Problématique et méthodologie.....</b>	<b>13</b>
1.1 Problématique .....	13
1.2 Méthodologie.....	15
1.2.1 Aspects techniques .....	15
1.2.2 Aspects économiques .....	17
1.3 Sources .....	18
<b>2 Etude de cas Val Bedretto .....</b>	<b>19</b>
2.1 Introduction.....	19
2.2 Aspects institutionnels.....	20
2.3 Consommation d'électricité .....	21
2.4 Option réseau.....	23
2.4.1 Scénario de base, Val Bedretto et fractions .....	25
2.4.2 Analyse de sensibilité.....	26
2.5 Option production décentralisée.....	28
2.5.1 Exemple de production décentralisée indépendante: le restaurant All'Acqua .....	28
2.5.2 Exemple de production décentralisée groupée: le village de Bedretto .....	39
2.5.3 Val Bedretto dans son ensemble .....	45
2.6 Production décentralisée isolée déjà présente dans la vallée.....	47
2.6.1 Petites installations photovoltaïques .....	47
2.6.2 Alpe Manegorio .....	49
2.7 Conclusion.....	51
<b>Annexes .....</b>	<b>53</b>



# Résumé

L'**objectif de cette étude** est de vérifier s'il est rentable du point de vue économique de remplacer le réseau MT et BT avec des systèmes de production décentralisée d'électricité.

Ces dernières années, la littérature spécialisée a prêté une attention particulière au concept de « production distribuée » (« distributed resources », DR), qui comprend :

- la « production répartie » (PR), c'est-à-dire des unités de production décentralisées relativement petites reliées au réseau BT, MT et HT,
- la « production décentralisée groupée » (PDG), comprenant des unités de production reliées entre elles par un microréseau local indépendant du réseau BT-MT-HT,
- la « production décentralisée isolée » (PDI), qui n'est reliée ni au réseau BT-MT-HT ni à un microréseau.

A l'origine du concept de DR, il y a le progrès technique et l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. Le premier a permis de mettre au point des technologies de quelques kW ou MW de puissance, utilisant efficacement les combustibles fossiles (notamment le gaz naturel) ou exploitant les énergies renouvelables, comme les petites chutes d'eau, le vent ou le soleil. Quant à la réorganisation des marchés, elle peut favoriser le DR de différentes manières, en instituant le principe de l'accès des tiers au réseau, en encourageant la production indépendante, voire l'auto-production, en poussant les producteurs à chercher des solutions flexibles, et en permettant au consommateur de choisir le fournisseur, le type d'énergie, le degré de sécurité, etc.

C'est dans ce contexte qu'est présentée une étude de cas sur une région périphérique : le Val Bedretto, au Tessin .

**Le Val Bedretto** accueille le cours supérieur du Tessin et relie le village d'Airolo au col du Nufenen. Les 80 personnes résidentes et les nombreuses résidences secondaires que compte cette vallée consomment 1 million de kWh par année. La ligne de 16 kV qui alimente la vallée depuis la commune d'Airolo a été rénovée et enterrée en 2002-2003.

Cette étude consiste à comparer l'option « réseau », qui a été réalisée, et l'option théorique « production décentralisée » des points de vue technique, économique, environnemental et social.

Pour l'**option réseau**, on a pu se baser sur les coûts des travaux de rénovation et enterrement des lignes.

Pour l'**option hors réseau**, deux types de sites ont été considérés :

- des consommateurs isolés situés en bout de ligne moyenne tension qui se prêtent à l'adoption du système de la PDI (le restaurant de All'Acqua, dernier site connecté au réseau, a été plus spécifiquement étudié),
- des fractions où le système de la PDG peut représenter une solution (le village de Bedretto a servi d'exemple).

L'étude détaillée a permis la généralisation à l'ensemble de la vallée.

Une approche technico-économique a été retenue, incluant :

- la mesure et l'analyse des courbes de charge,
- l'étude des possibilités de la gestion de la demande,
- l'étude des différentes solutions techniques possibles,
- l'analyse économique des différentes options, avec étude de sensibilité sur les principaux paramètres, comme le taux d'actualisation (4.5 et 9%), le prix de l'électricité (4.5 ou 7.5 cts/kWh), le prix du combustible (doublement) et l'évolution de la demande (augmentation ou baisse),
- l'examen des aspects sociaux et environnementaux.

**Du point de vue technique**, l'étude montre que les solutions de production décentralisée les plus intéressantes sont :

- pour la PDI, la production par groupe(s) électrogène(s) avec éventuellement une petite centrale hydraulique et une touche de photovoltaïque ;
- pour la PDG, une centrale hydraulique avec un groupe de secours au diesel alimentant un microréseau de distribution.

**D'un point de vue économique**, l'option réseau s'est confirmée comme la meilleure solution dans la situation actuelle. En revanche, si les militaires devaient quitter la vallée, l'option décentralisée deviendrait économiquement plus intéressante pour les deux hameaux qui se trouvent à l'extrémité de la ligne, où la consommation d'électricité de l'armée est relativement élevée.

Les coûts du kWh électrique (cf. le tableau ci-dessous) varient pour l'option réseau entre 12.5 et 43 cts. selon le lieu (exceptionnellement 63 cts. pour un petit hameau intermédiaire), et pour l'option décentralisée entre 27.5 et 40 cts.

L'étude de sensibilité a montrée une grande stabilité dans les conclusions.

Site (depuis Airolo)	Option réseau	Option décentralisée	
	cts/kWh	cts/kWh	type
Ossasco	23.4	35.0	Hydro, PDG
Villa	12.5	27.5	Hydro, PDG
Bedretto	15.3	27.5	Hydro, PDG
Ronco	25.3	31.5	Hydro, PDG
Ronco Selva	18.1	28.5	Hydro, PDG
Cioss Prato	63.0	40.0	Groupe diesel*, PDI
All'Acqua	14.7	-	
All'Acqua, sans militaires	43.0	40.0	Groupe diesel*, PDI

\* L'option « Hydro » pourrait être envisageable après une étude plus approfondie des sites.

En ce qui concerne les **aspects environnementaux**, la production décentralisée représente une moins bonne solution dans la mesure où elle fait intervenir des groupes diesel.

L'abandon du réseau pourrait soulever un **problème d'acceptabilité sociale**, dans la mesure où il est perçu par les autorités locales comme un signe fort de cohésion de la vallée.

Enfin, l'examen des **systèmes de PDI déjà présents dans la vallée** (petits systèmes photovoltaïques pour des résidences éloignées du réseau BT et microcentrale hydraulique dans un alpage situé à 2 km de l'extrémité de la ligne MT) a confirmé la logique qui a prévalu au moment de la décision du renouvellement du réseau.

# Zusammenfassung

**Ziel dieser Untersuchung** ist, zu prüfen, ob es – von einem ökonomischen Standpunkt aus gesehen – rentabel erscheint, das MT- und BT-Netz durch dezentrale Systeme der elektrischen Energieerzeugung zu ersetzen.

In jüngster Zeit hat sich die Fachliteratur ausgiebig mit dem Phänomen der «verteilten Produktion» (« distributed resources », DR), befasst. Diese umfasst:

- die « verteilte Produktion » (PR), das heisst, relativ kleine dezentrale Produktionseinheiten die ans BT-, MT- und HT-Netz angeschlossen sind,
- die « gebündelte (vereinigte) dezentrale Produktion » (PDG), das heisst vom BT-MT-HT-Netz unabhängige Produktionseinheiten, die mittels eines Mikronetzes verbunden sind,
- die « isolierte (punktuelle) dezentrale Produktion » (PDI), die weder an ein Mikronetz, noch an das BT-MT-HT-Netz verbunden ist.

Am Anfang des DR-Konzepts stand der technologische Fortschritt und die generelle Öffnung des elektrischen Marktes. Ersteres ermöglichte es, Technologien zur Verfügung zu stellen, die es erlauben, auch nur einige wenige KW oder MW zu verwerten, und zwar mittels wirkungsvoller Nutzung fossiler Quellen (bes. Erdgas) sowie durch die Ausnutzung nachhaltiger Energiequellen (kleine Wasserkraftwerke, Wind-, Sonnenenergie). Was die Neuregelung des elektrischen Marktes angeht, ist auch eine positive Wirkung hinsichtlich der DR feststellbar: das Prinzip des Zugangs Dritter zu den vorhandenen Netzen, die Förderung unabhängiger Energieproduktion, ja der Selbstversorgung, die Tendenz, die Produzenten anzuspornen, flexible Lösungen zu finden, die Möglichkeit für den Konsumenten, seine Lieferanten, Energiequellen, den Energietypus, den Sicherheitsstandard usw. frei zu wählen – dies alles ist für die Entwicklung der DR förderlich.

In diesem Kontext wird ein Projekt vorgestellt und näher diskutiert, das in Randzonen situiert ist: im Val Bedretto, Kanton Tessin.

Das vom Fluss Ticino durchzogene **Val Bedretto** verbindet Airolo mit dem Nufenenpass. Die 80 ansässigen Personen und die zahlreichen Wochenend- und Ferientouristen verbrauchen 1 million kWh pro Jahr. Die von der Gemeinde Airolo ausgehende 16 kV-Leitung wurde 2002-2003 erneuert und unter die Erde versetzt.

Die vorliegende Untersuchung vergleicht die tatsächlich realisierte Netz-Variante mit der theoretischen Option einer DR-Lösung, und zwar unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher, umweltspezifischer und sozialer Faktoren.

Bezüglich der **Netz-Variante**, lagen die Kostenrechnungen für die Renovierung und für die unterirdische Verlegung der Linien vor.

Bezüglich einer **netzunabhängigen Variante**, wurden zwei Situationen berücksichtigt:

- isolierte, gegen Ende der Stromleitung gelegene Klienten, die bereit sind, ein PDI-System zu benutzen (das Restaurant All'Acqua, das letzte Glied des Netzes, wurde besonders eingehend untersucht),
- Ortsteile, wo das PDG-System eine Alternative darstellen kann (das Dorf Bedretto diente als Fallbeispiel).

Die Einzelstudie ermöglichte es, die Schlussfolgerungen auf das ganze Bedretto Tal zu beziehen.

Die leitenden Gesichtspunkte der Studie sind technisch-ökonomischer Natur. Sie umfassen:

- die Messung und Analyse der Belastungskurve,
- die Untersuchung der Möglichkeiten eines adäquaten Managements der Nachfrage,
- die Untersuchung unterschiedlicher technischer Lösungen,
- die ökonomische Analyse der verschiedenen Optionen, mit besonderer Berücksichtigung der wichtigsten Parameter, wie der Diskontozinssatz (4.5 und 9%), der Preis der Elektrizität (4.5 oder 7.5 Rp/kWh), der Preis des Brennstoffes (Verdoppelung) und die Entwicklung der Nachfrage (Zunahme oder Abnahme),
- die Untersuchung sozialer und umweltspezifischer Faktoren.

Von einem **technischen Standpunkt** aus betrachtet, zeigt die Untersuchung, dass die interessantesten Möglichkeiten im Bereich DR :

- was die PDI angeht, in der Errichtung elektrogener Gruppen besteht, evtl. in Verbindung mit einem kleinen Wasserkraftwerk und etwas Photovoltaik;
- was die PDG angeht, in der Errichtung einer hydraulischen Zentrale (mit einer Diesel-Notzentrale) besteht, die an ein Mikronetz angeschlossen ist.

Von einem **ökonomischen Gesichtspunkt** aus betrachtet, erscheint die Option Netz gegenwärtig als die beste Lösung. Wenn das Militär hingegen das Tal verlassen würde, erscheint die dezentrale Option ökonomisch interessanter, besonders für die beiden gegen Ende der Linie situierten Dorfteile, wo der Staumverbrauch der Armee relativ hoch ist.

Die Kosten für ein kWh Elektrizität (siehe die untere Tabelle) variieren hinsichtlich der Option Netz je nach Standort zwischen 12.5 und 43 Rp. (ausnahmsweise 63 Rp. in einem kleinen, mittleren Ortsteil), und für die DR-Option zwischen 27.5 und 40 Rp.

Die Sensitivitätsstudie ermöglichte es, äusserst stabile Schlussfolgerungen zu ziehen.

Standort (von Airolo aus)	Option Netz	Option DR	
	Rp/kWh	Rp/kWh	Typ
Ossasco	23.4	35.0	Hydro, PDG
Villa	12.5	27.5	Hydro, PDG
Bedretto	15.3	27.5	Hydro, PDG
Ronco	25.3	31.5	Hydro, PDG
Ronco Selva	18.1	28.5	Hydro, PDG
Cioss Prato	63.0	40.0	Diesel Gruppe*, PDI
All'Acqua	14.7	-	
All'Acqua, ohne Militär	43.0	40.0	Diesel Gruppe*, PDI

\* Eine « Hydro »-Lösung könnte gleichfalls berücksichtigt werden, benötigt indes eine präzisere Analyse des Standort.

Was die **umweltrelevanten Aspekte** angeht, erscheint eine DR-Variante als ungünstigere Lösung, da sie auf eine Diesel-Gruppe rekurriert.

Eine Aufgabe des Netzes könnte ferner Probleme **sozialer Akzeptanz** stellen, insofern das vorhandene Netz von den lokalen Autoritäten als ein Mittel angesehen wird, das zur sozialen Kohäsion des gesamten Tals beiträgt.

**Die Analyse der bereits im Tal bestehenden PDI-Systeme** (kleine photovoltaische Systeme für Haushalte, die vom BT-Netz weit entfernt sind und eine Mikrozentrale, 2km vom Endpunkt des MT-Netzes entfernt) hat die Schlussfolgerungen bestätigt, die zum Augenblick der Erneuerung des Netzes gezogen wurden.

# Riassunto

L'obiettivo di questo studio è di verificare la redditività economica della sostituzione della rete bassa e media tensione con dei sistemi di produzione decentralizzata di energia elettrica.

In questi ultimi anni, la letteratura specializzata ha prestato un'attenzione particolare al concetto di « produzione distribuita » (« distributed resources », DR), che comprende :

- la « produzione ripartita » (PR), cioè le unità di produzione decentralizzata relativamente piccole collegate alla rete bassa, media ed alta tensione,
- la « produzione decentralizzata raggruppata » (PDG), comprendente delle unità di produzione collegate attraverso una microrete locale indipendente dalla rete bassa, media ed alta tensione,
- la « produzione decentralizzata isolata » (PDI), che non è collegata né ad una rete né ad una microrete.

All'origine del concetto di DR, c'è il progresso tecnico e l'apertura dei mercati dell'elettricità alla concorrenza. Il primo ha permesso di mettere a punto delle tecnologie di alcuni kW o MW di potenza, che utilizzano efficacemente i combustibili fossili (specialmente il gas naturale) o sfruttano le energie rinnovabili, per esempio piccoli corsi d'acqua, il vento o il sole. La riorganizzazione dei mercati può favorire il DR in diverse maniere, istituendo il principio dell'accesso dei terzi alla rete, incoraggiando la produzione indipendente o l'auto-produzione, spingendo i produttori a cercare delle soluzioni flessibili, e permettendo al consumatore di scegliere il suo fornitore, il tipo di energia, il grado di sicurezza, ecc.

In questo contesto, presentiamo uno studio di caso su una regione periferica, la Val Bedretto nel Canton Ticino.

La Val Bedretto è compresa fra il passo della Novena e il villaggio di Airolo ed è bagnata dalle acque del fiume Ticino. Le 80 persone che vi risiedono e le numerose residenze secondarie provocano un consumo di 1 milione di kWh all'anno. La linea di 16 kV che alimenta la valle a partire da Airolo è stata rinnovata e interrata nel 2002-2003.

Questo studio effettua un confronto fra l'opzione « rete », effettivamente realizzata, e l'opzione teorica « produzione decentralizzata » dal punto di vista tecnico, economico, ambientale e sociale.

Per quel che riguarda l'opzione rete, ci si è basati sui costi dei lavori di rinnovamento e di interrimento delle linee.

Nel caso dell'opzione decentralizzata, si sono presi in considerazione due tipi di siti :

- dei consumatori isolati situati nella parte finale della linea media tensione, che si prestano all'adozione del sistema della PDI (è stato esaminato in particolar modo il ristorante di All'Acqua),
- delle frazioni che potrebbero essere alimentate con un sistema di PDG (come esempio è stata analizzata la frazione di Bedretto).

Lo studio dettagliato ha permesso la generalizzazione all'insieme della valle.

È stato adottato un approccio tecnico-economico, comprendente :

- la misura e l'analisi delle curve di carico,
- lo studio delle possibilità di gestione della domanda,
- lo studio di diverse soluzioni tecniche,
- l'analisi economica delle varie opzioni, accompagnata da uno studio di sensibilità riguardante i principali parametri, in particolare il tasso di attualizzazione (4.5 e 9%), il prezzo dell'elettricità (4.5 o 7.5 ct/kWh), il prezzo del combustibile (raddoppio) e l'evoluzione della domanda (aumento o diminuzione),
- l'esame degli aspetti ambientali e sociali.

Dal punto di vista tecnico, lo studio mostra che le soluzioni di produzione decentralizzata più interessanti sono :

- per la PDI, la produzione attraverso gruppi elettrogeni con eventualmente una piccola centrale idraulica e un tocco di fotovoltaico ;
- per la PDG, una centrale idraulica con gruppo di soccorso diesel che alimenta una microrete di distribuzione.

Dal punto di vista economico, l'opzione rete si conferma come la migliore soluzione nella situazione attuale. Per contro, se i militari dovessero lasciare la valle, l'opzione decentralizzata diventerebbe economicamente più interessante per le due piccole frazioni che si trovano all'estremità della linea, dove il consumo di elettricità dell'esercito è relativamente elevato.

I costi del kWh elettrico (cf. tabella seguente) variano per l'opzione rete fra 12.5 e 43 ct. a seconda del luogo (eccezionalmente 63 ct. per una piccola frazione intermedia), e per l'opzione decentralizzata fra 27.5 e 40 ct.

Lo studio di sensibilità ha mostrato una grande stabilità nelle conclusioni.



Sito (a partire da Airolò)	Opzione rete	Opzione decentralizzata	
	ct/kWh	ct/kWh	Tipo
Ossasco	23.4	35.0	Idro, PDG
Villa	12.5	27.5	Idro, PDG
Bedretto	15.3	27.5	Idro, PDG
Ronco	25.3	31.5	Idro, PDG
Ronco Selva	18.1	28.5	Idro, PDG
Ciooss Prato	63.0	40.0	Gruppo diesel*, PDI
All'Acqua	14.7	-	
All'Acqua, senza militari	43.0	40.0	Gruppo diesel*, PDI

\* L'opzione « Idro » richiederebbe uno studio approfondito dei siti disponibili.

Per quel che concerne gli **aspetti ambientali**, la produzione decentralizzata rappresenta una soluzione meno soddisfacente nella misura in cui fa intervenire i gruppi diesel.

L'abbandono della rete potrebbe sollevare un problema di **accettabilità sociale**, nella misura in cui è percepita dalle autorità locali come un segno forte di coesione della valle.

Infine, l'esame dei **sistemi di PDI già presenti nella valle** (piccoli sistemi fotovoltaici per residenze discoste e microcentrale idraulica in un alpe situato a 2 Km dalla fine della linea media tensione) ha confermato la logica che prevalse al momento della decisione di rinnovare la rete 16 kV.

## Préface

Ce rapport fournit les résultats d'une étude interdisciplinaire sur les réseaux électriques et la production distribuée réalisée par des ingénieurs-physiciens et des économistes du CUEPE (Université de Genève). Cette étude était intégrée à un projet plus large coordonné par l'Office fédéral de l'énergie et intitulé « Dezentrale Stromversorgung - Optimierungschancen ».

La première partie est consacrée à la problématique et aux méthodes d'analyse. La seconde partie présente une étude de cas sur le Val Bedretto, une commune de montagne de 7519 hectares, 80 résidents, 145 habitations, située au Nord du Canton du Tessin. Notre recherche a bénéficié de la collaboration et des compétences de nombreuses personnes, que nous tenons à remercier vivement :

- M. Diego Orelli, Maire de la Commune de Bedretto, et M. Fabrizio Gervasoni, secrétaire communal ;
- M. Paolo Rossi et M. Roberto Pronini, directeur et vice-directeur de l'Azienda Elettrica Ticinese (AET), Bellinzona ;
- M. Roberto Corecco, directeur de l'Azienda Elettrica Comunale di Airolo ;
- M. Tarcisio Cima, de la section de la promotion économique de l'administration cantonale ;
- M. et Mme Vabanesi, gérants du restaurant de All'Acqua, où nous avons réalisé des mesures in situ ;

Nous remercions aussi le dr. Ruedi Meier, responsable du « Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen (EWG) », le groupe d'accompagnement « Dezentrale Stromversorgung – Optimierungschancen », ainsi que nos collègues du CREM (Martigny), notamment monsieur C. Matas et madame I. Lureau-Andrianoff., de Ecoplan et Dr. Eicher + Pauli AG.



# 1. Problématique et méthodologie

## 1.1 Problématique

L'objectif de cette étude est de vérifier s'il est rentable du point de vue économique de remplacer le réseau moyenne et basse tension avec la « production distribuée », dans des régions périphériques faiblement peuplées. Comme le montre la figure 1.1, par « production distribuée » (« distributed production », DR, dans la littérature spécialisée), on entend des unités de production d'une puissance allant de quelques kW jusqu'à 10 MW,

- reliées au réseau basse, moyenne et haute tension (on a alors de la « production répartie », PR),
- faisant partie d'un micro-réseau basse-moyenne tension (ce que nous appelons « production décentralisée groupée », PDG), ou
- opérant de manière isolée (que nous qualifions de « production décentralisée isolée », PDI).

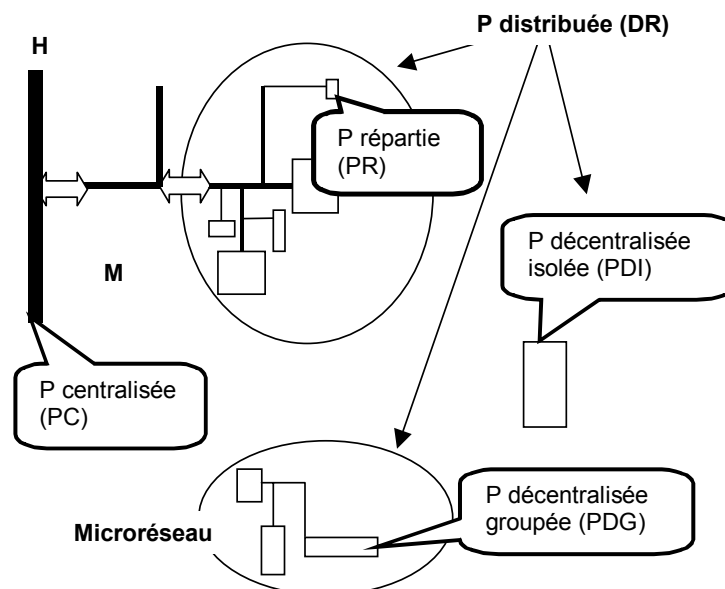


Figure 1.1. Définition de « production distribuée »

Nous effectuons deux études de cas, portant sur le Val Bedretto (Tessin) et le domaine des Ecoteaux (Valais), sur la base d'une méthodologie que nous définissons au chapitre suivant. Nous testons deux hypothèses extrêmes : approvisionnement par le réseau versus approvisionnement par de la production décentralisée isolée. Nous prenons en considération à la fois les aspects techniques, économiques et institutionnels du problème.

A l'origine du concept de « production distribuée », il y a le progrès technologique et l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. Le premier a permis de mettre au point des technologies de quelques kW ou MW de puissance, utilisant efficacement les combustibles fossiles (notamment le gaz naturel) ou exploitant les énergies renouvelables, comme les petites chutes d'eau, le vent et le soleil. Quant à la réorganisation des marchés, elle peut favoriser la production distribuée de différente manière, en instaurant le principe de l'accès des tiers au réseau, en

encouragent la production indépendante, voire l'auto-production, en poussant les producteurs à chercher des solutions flexibles, et en permettant au consommateur de choisir le fournisseur, le type d'énergie, le degré de sécurité, etc.<sup>1</sup>

La réorganisation des marchés de l'énergie soulève le problème de la redéfinition du « service public ». La production distribuée peut proposer des solutions originales à cet égard. Par exemple, elle peut fournir des solutions décentralisées plus acceptables par le citoyen, ou représenter une meilleure solution que les réseaux et la production centralisée pour l'approvisionnement des périphéries faiblement peuplées.

En synthèse, la « production distribuée » peut offrir différents avantages :

- minimiser les risques techniques, économiques et d'acceptabilité sociale provoqués par les investissements dans les réseaux et les unités de production centralisées ;
- permettre une plus grande flexibilité face aux incertitudes ;
- offrir un plus grand choix aux consommateurs ;
- répondre de manière diversifiée aux besoins de sécurité des consommateurs ;
- réduire le pouvoir monopolistique des réseaux, c'est-à-dire « contester » la nature même de « monopole naturel » des réseaux ;
- promouvoir les énergies renouvelables locales, et même considérer plus attentivement le potentiel offert par l'utilisation rationnelle de l'énergie (notamment le « demand side management ») ;
- valoriser la chaleur perdue lors de la production d'électricité ;
- garantir l'approvisionnement des régions périphériques ;
- faciliter l'approvisionnement de quartiers de villes où on a des goulets d'étranglement dans le réseau.

Il ne faut toutefois pas sous-estimer la complexité des problèmes et les difficultés techniques, économiques et institutionnelles. Par exemple, si l'on a séparation verticale stricte, le gestionnaire du réseau ne sera pas autorisé à intervenir dans la production, et la production distribuée aura moins de chances de se développer. L'adoption du « timbre poste » pour tarifier le transport et la distribution, indépendant de la distance et des congestions, ne permet pas d'envoyer aux opérateurs du marché de véritables signaux montrant l'intérêt de la production distribuée. Il n'est pas exclu à priori que la production distribuée favorise les énergies fossiles (par exemple le diesel). Si l'on utilise du photovoltaïque ou des éoliennes, se pose la question de la variabilité de production. Seulement une partie des options technologiques évoquées par la littérature sont techniquement et économiquement mûres.

Notre études essaye d'identifier les avantages et les désavantages que la production distribuée, et plus précisément la production décentralisée groupée et isolée, présente dans deux régions périphériques des Alpes suisses. Elle essaie aussi de montrer jusqu'à quel point il est possible d'extrapoler nos résultats aux régions périphériques de montagne faiblement peuplées.

<sup>1</sup> Le 5 août 2000, « The Economist » consacrait un article à la « production distribuée », qui, à son point de vue, pourrait provoquer une « révolution électrique » dans l'avenir. On affirmait notamment : « in a few decades time, the notion of micro-power unit in energy home and office may even have come to fruition » (p. 18). V. Smith, qui a partagé le Prix Nobel de l'économie 2002 avec D. Kahneman, a relevé à cet égard que « Opening up entry will make the full range of what are called DR available. These are capital resources that are located at or near the end-use consumer ; they include the switching, metering and control technologies that enable better utilization of energy over time, but also alternative power sources – microturbines, solar, fuel cells, etc. that bypass the transmission and distribution wires ». (p. 11) (<http://www.ices-gmu.org/Economic/ices090401.pdf>)

## 1.2 Méthodologie

Nous évaluons les options suivantes pour les régions étudiées :

- « option réseau » (OR) : coût de l'approvisionnement avec système traditionnel (réseau haute, moyenne et basse tension) et achat de l'énergie sur le marché ;
- « option production distribuée » (ODR) : coût de l'approvisionnement avec unités de production décentralisées groupées ou isolées, différents types de technologies (standard et novateur, renouvelables et pas) ; coût du réseau basse tension pour la distribution dans le(s) village(s) ;
- variantes avec « Demand Side Management » (DSM) et avec/sans cogénération : dans la mesure du possible, on tient compte du potentiel offert par ces deux alternatives.

L'évaluation et la confrontation des options s'effectuent sur la base des critères suivants :

- rentabilité économique,
- fiabilité technique,
- acceptabilité sociale,
- impact environnemental local (pollution locale, bruit ou problèmes paysagers) et global (notamment émissions de CO<sub>2</sub>),
- développement de filières industrielles au niveau régional et national (PV, piles à combustibles, microréseau, etc.).

Le critère de la rentabilité économique et celui de la fiabilité technique sont discutés de manière exhaustive dans les études de cas, tandis que les autres critères font l'objet d'une appréciation plus rapide.

### 1.2.1 Aspects techniques

L'évaluation économique de la production distribuée ne doit pas faire perdre de vue les contraintes techniques propres à la production décentralisée, ou fortement renforcées par rapport à la production centralisée, que nous rappelons ci-après.

*La fiabilité* - La nécessité de fournir du courant 24h/24 amène de fortes contraintes sur les techniques choisies :

- maintien élevé pour éviter toute panne,
- surveillance poussée par personne-ressource locale ou télésurveillance,
- possibilité d'intervention rapide de personnes compétentes,
- nécessité d'un groupe de secours.

Ces contraintes augmentent l'investissement initial, les frais de maintien et les frais d'entretien. Il faut donc prendre en compte tous ces aspects pour choisir les technologies à disposition et il est impératif d'utiliser des technologies éprouvées possédant un bon réseau de professionnels.

*La gestion de la demande* - En situation décentralisée, la gestion de la demande d'électricité (DSM) est à considérer très sérieusement, car il peut être plus économique et plus sûr d'agir sur la demande que sur l'offre. Elle a pour but :

- de mieux répartir la puissance appelée et d'éviter les pointes de courant qui commandent un certain nombre de paramètres techniques, influant sur les investissements et sur les pertes de distribution s'il y a un microréseau,
- de diminuer l'énergie totale électrique consommée, qui peut diminuer la taille des investissements et la quantité d'énergie primaire nécessaire.

Les moyens du DSM sont au nombre de 4 :

- substitution, principalement des usages thermiques de l'électricité par des combustibles (bois, gaz, fuel, ...),
- augmentation du rendement par le remplacement d'appareils ou un meilleur réglage,
- organisation des usages pour réguler dans le temps la demande totale,
- changement des comportements des usagers, induits par exemple par des mesures tarifaires.

Les deux premières sont plutôt d'ordre techniques et les deux dernières d'ordre comportementale. Dans notre contexte, chaque action de DSM doit être jugée selon les critères de coûts nécessaires et de pérennité. En général, les actions techniques ont un coût plus élevé mais sont plus pérennes que les actions sur les comportements.

Si l'on sait assez bien quantifier les actions de DSM, il est beaucoup plus difficile de les mettre pratiquement en place car se pose le problème :

- soit des investissements non rentables pour l'utilisateur mais rentable pour le gestionnaire de la production décentralisée s'il s'agit de deux acteurs différents,
- soit le problème politique, social et culturel d'agir sur les comportements privés pour un bénéfice public ou partiellement privé.

*La nécessité d'un microréseau* - Les avantages de constituer un microréseau basse tension (380V) sont multiples :

- diminution des investissements, car on profite du facteur de foisonnement (ce facteur sera d'autant plus important que le nombre de consommateurs sera plus élevé),
- augmentation de la fiabilité, grâce à la centralisation relative par mise en réseau (unité de production plus importante, pouvant être doublée, surveillée à moindre coût donc mieux),
- augmentation de la souplesse dans le choix des unités de production, car la puissance est plus élevée,
- diminution du coût de production et du stockage par effet de taille,
- éventuellement meilleure acceptation par la population, car on s'approche du réseau « centralisé ».

Par contre, les désavantages sont les suivants :

- le microréseau a un coût propre,
- l'entretien et la maintenance sont à prendre en compte,
- il faut poser et relever des compteurs,
- si on a plusieurs sources de productions couplées, les solutions propres à des petits systèmes sont encore peu développées actuellement, mais le marché est intéressant à terme.

*La cogénération* (utilisation de la chaleur perdue lors de la production électrique par machine thermique) - L'utilisation de la chaleur produite par cogénération peut être intéressante, surtout si elle est couplée à du DSM (substitution chaleur



% électricité). Elle est économiquement intéressante sous certaines conditions (au minimum 2500 à 4000 heures selon les cas de fonctionnement avec récupération totale), mais demande des études approfondies.

L'utilisation peut être problématique en cas de microréseau car la chaleur sera produite en peu de points, peut-être même dans un local sans besoin thermique. Dans ce cas, un réseau de chaleur parallèle au microréseau (qui peut profiter des fouilles effectuées pour enterrer les lignes électriques) est une bonne solution, que l'on peut prévoir à « haute température » (60 – 80°C) pour un usage direct ou à basse température pour un usage avec pompe à chaleur. Cette dernière solution est novatrice et doit être étudiée finement.

Enfin, la substitution thermique % électrique peut aussi se faire par réseau de gaz, qui permet d'inclure la cuisson et de baisser aussi bien les pointes de puissances que l'énergie électrique à produire.

### 1.2.2 Aspects économiques

Afin d'estimer le coût de l'approvisionnement électrique à travers l'option réseau (OR) ou production distribuée (ODR), il faut prendre en considération :

- le coût du capital,
- le coût du travail,
- les coûts opératoires (le courant électrique et les combustibles en particulier),
- les coûts d'entretien<sup>2</sup> et de gestion.

En outre, il faut faire un certain nombre d'hypothèses sur :

- l'évolution de la consommation et de la charge,
- la durée de vie des réseaux et des technologies alternatives,
- les rendements thermodynamiques,
- la valorisation de la chaleur.

L'analyse de sensibilité est fondamentale en raison des incertitudes. L'annexe 6 à la fin de la partie II fournit les tableaux excell que nous avons conçus dans cette perspective. Il suffit de changer une ou plusieurs variable(s), ou d'activer/désactiver des facteurs (comme un ensemble de hameaux) pour obtenir le résultat souhaité.

Pour généraliser les résultats, il est indispensable de prendre en considération les différents facteurs pouvant influencer les coûts, notamment la configuration du territoire dans les deux études de cas, la densité de la population, le prix du matériel, la consommation d'électricité, etc.

Il convient de souligner qu'il ne nous est pas possible d'approfondir la question de l'« efficacité économique » et plus particulièrement de la minimisation des coûts, car il faudrait alors effectuer une étude de « benchmarking ». Nous nous sommes limités à questionner la pertinence des coûts indiqués dans la documentation disponible.

Nous effectuons les estimations des coûts d'approvisionnement sur la base de la formule de la « valeur actuelle nette » (VAN), que nous rappelons brièvement ci-dessous, dans son expression la plus simple :

$$(1) \quad VAN = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} - I_0$$

—

<sup>2</sup> Dans le cas de la production distribuée, le coût d'entretien des unités de production dépendra notamment de leur diffusion dans des espaces géographiques donnés (« économie de concentration géographique »).

où  $R_t$  indique la recette totale,  $C_t$  les coûts opératoires (y compris la manutention),  $r$  le taux d'actualisation,  $I_0$  l'investissement initial, et  $t$  les années.

Plus particulièrement, nous cherchons la recette totale annuelle constante par kWh ( $R/kWh$ ) permettant de couvrir exactement l'ensemble des coûts engendrés par l'investissement donnée.

Il convient de rappeler que dans le cas de la production distribuée la VAN devrait être corrigée pour prendre en considération la valeur de la flexibilité, qui augmente avec l'incertitude (cf. Frayer, Uludere, 2001).

Le choix du taux d'actualisation  $r$  pose des problèmes complexes. Le projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité (OME) et son rapport explicatif du 5 octobre 2001, fournissent des indications précieuses pour l'industrie électrique (cf. OFEN, 2001, p. 8). Le taux d'intérêt du capital emprunté est défini sur la base du taux d'intérêt sans risque de l'obligation fédérale, majoré d'un supplément pour risque. Le taux d'intérêt du capital propre est estimé à partir du « Capital Asset Pricing Model » (CAPM), selon la relation suivante : *[taux d'intérêt sans risque + (rendement du risque de marché \* facteur bêta)]*. Le facteur bêta mesure le risque inhérent à la branche par rapport à celui du marché dans sa globalité. Dans un environnement concurrentiel, et compte tenu de la réglementation à laquelle reste soumis le gestionnaire du réseau, il faut légèrement corriger vers le haut les valeurs historiques de ce facteur. Sur la base de cette approche, le projet d'ordonnance envisageait un taux d'actualisation de 5.5%.

Il convient de souligner que ce taux est influencé par la structure du financement et le contexte institutionnel. Si nous n'étions pas confrontés à un monopole naturel réglementé, comme dans le cas des réseaux électriques, le risque serait supérieur et le taux d'actualisation plus élevé. La production distribuée pourrait connaître un tel problème ; dans une certaine mesure, même les réseaux pourraient perdre leur « statut » particulier et encourir des risques plus élevés si la production distribuée devait avoir une très forte diffusion.

Dans notre étude, nous appliquons d'abord un taux d'actualisation de 4.5% et nous effectuons ensuite une analyse de sensibilité. Il faut aussi envisager l'hypothèse d'un taux d'actualisation plus élevé pour la production distribuée.

Dans certains cas, notamment dans le domaine des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie, il arrive qu'on renonce à l'investissement à cause du fait qu'on applique des taux d'actualisation très élevés. Ceci peut être dû aux incertitudes technico-économiques, au manque d'information, à la dissociation entre investisseurs et utilisateurs, etc. Ces facteurs peuvent aussi agir indépendamment du taux d'actualisation. Ils ne doivent pas être perdus de vue lorsqu'on envisage des stratégies comprenant l'option de la production distribuée.

## 1.3 Sources

Pour effectuer les études de cas, nous avons utilisé les sources suivantes :

- documentation sur les coûts de construction et de gestion des réseaux, fournie par les entreprises électriques et l'administration cantonale ;
- documentation sur les unités de production pouvant entrer en ligne de compte pour effectuer de la production distribuée, diffusée par les fabricants et les installateurs ;
- mesures in situ du prélèvement de puissance et/ou estimation par des logiciels ;
- interviews des responsables politiques locaux et des entreprises électriques.

En outre, nous effectuons des comparaisons avec d'autres études effectuées en Suisse et à l'étranger (cf. bibliographie et logiciels, annexe 2).

## 2. Etude de cas Val Bedretto

### 2.1. Introduction

La situation géographique du Val Bedretto est illustrée par la figure 2.1, tandis que la photographie ci-dessous montre la vallée vue depuis la route du Gothard. Elle comprend les fractions de Ossasco, Villa, Bedretto, Ronco, Ronco Selva, Cioss Prato et All'Acqua, réunis dans la commune de Bedretto. Elle a une population résidente de 80 personnes, 145 habitations, dont 26 occupée en permanence. On compte 5 entreprises agricoles, plusieurs alpages et 1 carrière. En 2000, on a enregistré 10'057 nuités. On a une présence militaire pas négligeable pour l'économie locale. En 1999, les recettes fiscales de la commune sont montées à CHF 251'898.-<sup>3</sup>

Pour l'avenir, on peut envisager trois scénarios : le statu quo, le statu quo avec moins de militaires, un certain développement lié au tourisme et aux résidences secondaires. Dans ce dernier scénario, il faut s'attendre à une certaine augmentation de la consommation d'électricité ; dans le deuxième, à une diminution sensible. Nous prenons en considération ces problèmes dans l'analyse de sensibilité.

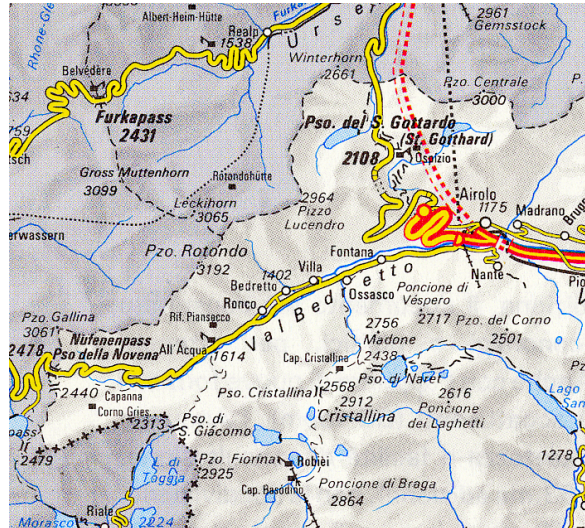


Figure 2.1. Val Bedretto

Source: *Annuario Statistico del Canton Ticino*

Aujourd'hui, la vallée est desservie en électricité par une ligne de 16 kV reliée au réseau de la commune de Airolo (1800 habitants). L'entreprise électrique de la commune de Bedretto prend en charge la partie administrative de la distribution du courant, tandis que l'entreprise électrique de la commune de Airolo en assure la gestion technique. Les lignes moyenne et basse tension viennent d'être renouvelées quasi intégralement.



<sup>3</sup> Source : *Annuario Statistico del Canton Ticino*, Parte II. Les chiffres de la population se réfèrent à 1999 ; les habitations à 1990 ; les entreprises agricoles à 2000.

## 2.2. Aspects institutionnels

Le cadre institutionnel de la distribution d'énergie électrique en Val Bedretto est relativement complexe, comme l'indique le fait que pour réorganiser le service ces dernières années, il a fallu trouver un ample consensus entre autorités politiques communales, cantonales et plusieurs entreprises électriques locales et régionales. On citera notamment l'Azienda Elettrica Ticinese (AET) (l'entreprise du canton), l'Azienda Elettrica Comunale di Bedretto (AECB), l'Azienda Elettrica Comunale di Airolo (AECA), Aar et Tessin SA (ATEL), et les Officine Idroelettriche della Maggia (OFIMA) (un Partnerwerk comprenant le canton et des sociétés électriques du Nord des Alpes).

La ligne 16 kV qui dessert le Val Bedretto a été réalisée au début des années 60. Auparavant, quelques micro-turbines hydroélectriques généraient juste le courant pour allumer quelques ampoules et préparer un café, selon les mots du maire de la commune. Dans une certaine mesure, on peut affirmer qu'à cette époque on faisait de la production distribuée *ante litteram*.

En 1962, OFIMA construit la ligne 16 kV pour les besoins de ses chantiers et de ses installations. En collaboration avec l'entreprise communale de Airolo, elle assurera l'approvisionnement électrique de la vallée jusqu'à vers la fin des années 90.

En 1998, OFIMA informe la commune de Bedretto qu'elle n'est désormais plus en mesure d'assurer la survie de cette ligne, en raison de la restructuration de la société, qui doit s'adapter à l'ouverture des marchés, ainsi qu'à la réalisation d'autres installations, lui permettant d'abandonner la ligne en question.

Pour le canton, se présente ainsi un sérieux problème de politique régionale, qui tient au maintien du service public dans les régions périphériques peu peuplées.

Le conseil d'administration de AET accepte alors de racheter la ligne 16 kV, de la renouveler quasi complètement, en raison de la vétusté de l'installation, et ensuite de la céder gratuitement à l'entreprise électrique de la commune de Bedretto. Avec l'aide de la confédération et du canton<sup>4</sup>, on renouvelle aussi les cabines de transformation 16/0.4 kV et les raccordements basse tension. Il convient de souligner que AET n'était pas tenue à acheter et renouveler cette ligne, si bien qu'on peut penser qu'il existe un problème, voire un vide juridique, au niveau de la garantie du service public dans les régions périphériques du canton au Tessin<sup>5</sup>.

L'entreprise électrique de la commune de Airolo accepte de continuer à s'occuper de la distribution dans la vallée et de fournir le courant à des conditions analogues à celles qui sont en vigueur dans sa zone.

Il convient de rappeler deux problèmes qui ont marqué les discussions sur l'approvisionnement électrique du Val Bedretto, le subventionnement des prix et la micro-centrale hydroélectrique. Le prix du kWh dans la vallée est relativement élevé. Sans une contribution de AET de 7-8 cts/kWh, le consommateur payerait le courant 28 cts/kWh en hiver et 23.5 cts/kWh en été. Comme nous venons de le mentionner, avec la réorganisation de la distribution, les fournitures en Val Bedretto se feront à des conditions analogues qu'à Airolo. En outre, au mois d'octobre 2002, le département cantonal de l'économie et des finances a créé un groupe de travail pour chercher une solution permettant d'uniformiser les tarifs de l'électricité sur l'ensemble du territoire cantonal.

En 1998, la commune de Bedretto a envisagé de réaliser une micro-centrale hydroélectrique de quelques MW près d'Ossasco (voir photographie ci-contre). Cette installation ne représentait toutefois pas une alternative à l'achat et au renouvellement de la ligne 16 kV, car le problème de la distribution du courant ne



<sup>4</sup> Pour la plupart, avec des financements LIM.

<sup>5</sup> D'autres cas confirmeraient ce problème : après les alluvions de 1978, AET a dû se charger de la reconstruction de la ligne électrique de la Val Vergeletto, car le distributeur local avait renoncé à effectuer l'investissement (source AET).



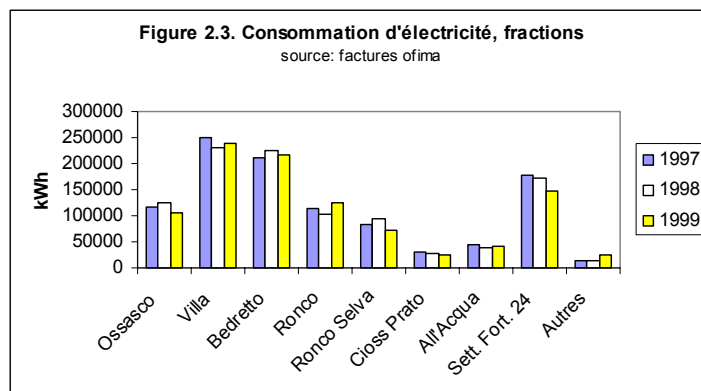
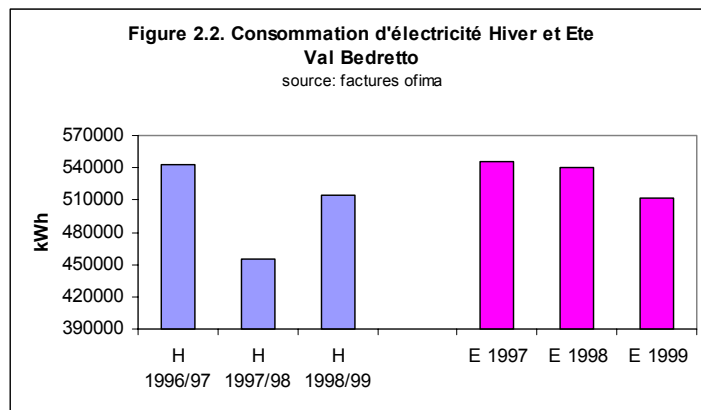
changeait pas. Airolo a conditionné son acceptation à fournir le courant à Bedretto à la renonciation à réaliser cette installation. En effet, elle voulait éviter de devoir acheter le courant injecté dans le réseau par la micro-centrale au prix de 16 cts/kWh, comme le veut la loi fédérale. Le projet de la micro-centrale faisait partie du programme Energie 2000 et n'a pas été complètement abandonné par les entreprises électriques actives dans la région.

En conclusion, nous rappelons que la commune de Bedretto a à plusieurs reprises stigmatisé le fait que les habitants de la vallée doivent payer un prix relativement élevé pour le courant électrique, malgré sa contribution à l'économie électrique suisse, en termes de cession d'eaux pour la production hydroélectrique et de cession d'espace pour la construction des lignes à très haute tension<sup>6</sup>. Elle a aussi mis en évidence l'importance que ce type d'infrastructure revêt pour l'avenir de la vallée<sup>7</sup>. Toutefois, elle n'a pas donné suite à une proposition des ingénieurs qui ont réalisé le projet de nouvelle ligne 16 kV de profiter de cet investissement pour créer un réseau de fibres optiques. Il ne faut pas perdre de vue que les réseaux électriques peuvent revêtir un caractère symbolique. Le maire de Bedretto, Monsieur Diego Orelli, relevait que « la ligne 16 kV ne doit pas s'arrêter à Ronco, car la vallée se termine à All'Acqua et pas avant ».

## 2.3. Consommation d'électricité

La consommation annuelle d'énergie électrique du Val Bedretto est d'environ 1 million de kWh, plus précisément :

- la moyenne annuelle 1997-1999 est de 1'025'000 kWh<sup>8</sup> ;
- la répartition hiver - été est de 49% - 51%, mais comme l'illustre la figure 2.2, elle peut varier considérablement d'une année à l'autre, probablement à cause des aléas climatiques saisonniers;
- la consommation dans les différentes fractions est illustrée par la figure 2.3. On relève que les deux derniers hameaux (Cioss Prato et All'Acqua) ont une consommation très faible. Cependant, si à la consommation de All'Acqua on ajoute celle des militaires (secteur fortification 24), on obtient un point de consommation relativement important tout au fond de la vallée ;

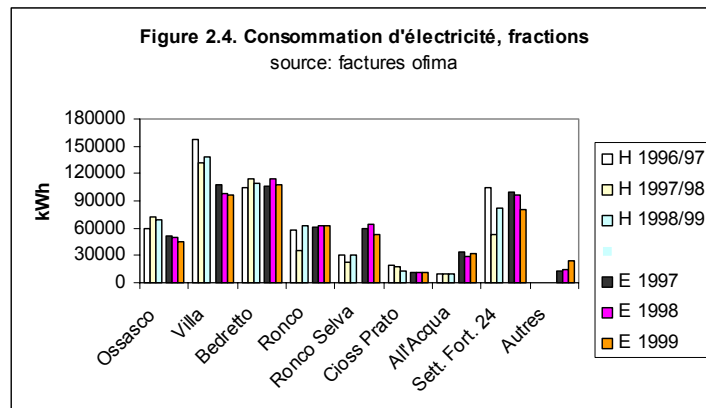


<sup>6</sup> « Dopo che le acque della Val sono state sacrificate alla produzione idroelettrica, il Comune di Bedretto si trova a ricevere l'energia elettrica certamente più cara di tutto il Cantone » (Lettre de la commune de Bedretto à AET, 8.2.1991).

<sup>7</sup> « S'intende realizzare una struttura moderna in grado di soddisfare le esigenze della popolazione residente e di migliorare l'attrattività del comprensorio, contribuendo in particolare a favorire gli insediamenti, primari e turistici, abitazioni secondarie e la possibilità di lavoro dal proprio domicilio sulla rete telematica in tutta tranquillità anche durante i mesi invernali » (Lettre de la Commune de Bedretto à la Région Tre Valli, 19.6.2000).

<sup>8</sup> L'analyse des années 1997-1999 se justifie par le fait que nous disposons de données relativement précis et détaillées.

- la répartition hiver – été est représentée par la figure 2.4 : en plus des fluctuations annuelles, on relève que dans les deux premiers hameaux de la vallée, en moyenne la consommation est plus élevée en hiver (57-58%) ; à Bedretto, à peu près égale ; à Ronco et Ronco Selva, plus faible (46 et 32%) ; à Cioss Prato, nettement plus élevée en hiver, à cause du ski lift (61%) ; à All'Acqua, nettement inférieure (23%) ; enfin, chez les militaires, elle est moins élevée en hiver (46%)<sup>9</sup>.

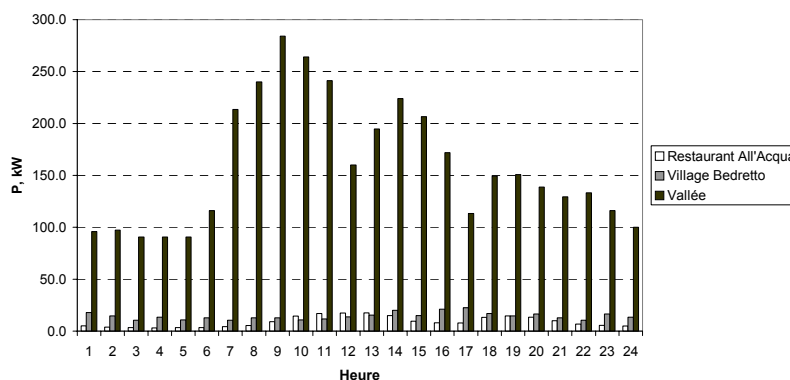


La figure 2.5 représente les courbes de charge horaires typiques que nous avons mesurées au restaurant de All'Acqua, dans la fraction de Bedretto et pour l'ensemble de la vallée. La figure 2.6 zoom sur les deux derniers. On constate :

- pour l'ensemble de la vallée, trois bosses, où les pointes les plus élevées se situent respectivement à 280 kW (9h), 250 kW (14h) et 150 kW (18-19h) ;
- à Bedretto, un prélèvement très variable, avec des pointes dépassant les 20 kW à 14h, 16h et 17h, ainsi qu'une charge relativement élevée pendant la nuit ;
- au restaurant, un diagramme plus régulier, avec les heures pleines situées autour de 13h et 19h ;
- à certains moments, une charge plus élevée au restaurant de All'Acqua que dans le village de Bedretto.

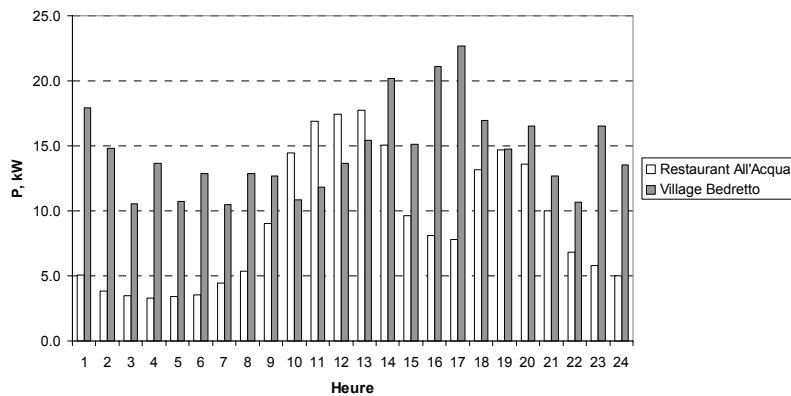
Vraisemblablement, le profil de la charge pour l'ensemble de la vallée est influencé par la consommation de la carrière, ainsi que par une fromagerie avec restaurant, qui se trouve dans la commune de Airolo, mais qui est approvisionné par la ligne MT du Val Bedretto. Nous avons utilisé ces courbes afin de choisir et dimensionner les technologies les plus appropriées pour développer la production distribuée en Val Bedretto. L'évolution du prélèvement journalier montre toutefois que le développement du DR ne peut pas faire l'impasse du DSM.

**Figure 2.5. Courbes de charge horaires typiques mesurées, oct.-nov. 2002**



<sup>9</sup> La consommation trimestrielle de la vallée et des différentes fractions est présentée dans l'annexe 5.

Figure 2.6. Courbes de charge horaires typiques mesurées, oct.-nov. 2002



## 2.4. Option réseau

Lorsque AET et AECA ont pris en main le problème de la distribution d'électricité en Val Bedretto, l'état des lignes moyenne et basse tension, ainsi que des cabines de transformation, était très précaire (cf. photographies avec figure 4.1). Les poteaux de la ligne 16 kV avaient subi l'usure du temps, car ils étaient implantés dans des localités très exposées aux vents, à la neige et aux avalanches. On décide d'enterrer les câbles et de remplacer les cabines sur poteaux avec des cabines compactes dans les villages. La figure 2.7 représente le plan de la nouvelle ligne, qui depuis Airolo et Fontana suit le fond de la vallée jusqu'à All'Acqua.

Pour analyser les coûts de la fourniture d'énergie électrique en Val Bedretto, nous avons pris en considération les éléments suivants :

1. un investissement initial comprenant CHF 938'390.- pour la réalisation du réseau moyenne tension (MT), dont CHF 130000.- utilisés pour racheter la vieille ligne, et CHF 865'000.- pour le renouvellement du réseau basse tension (BT) et les cabines de transformation ;
2. les coûts d'entretien et de gestion (appelés « autres ») ;
3. le prix de l'énergie acheté sur le marché de gros (marché spot ou contrats bilatéraux).

Concernant les points 1 et 2, les données nous ont été fournies par AET et AECA. Leur qualité a été vérifiée avec les ingénieurs responsables des projets. Des variations de  $\pm 10\%$  ne peuvent évidemment pas être exclues.

Nous avons admis les hypothèses suivantes :

- durée de vie du réseau : 30 ans,
- taux d'actualisation : 4.5%,
- consommation totale d'électricité :  $1 \times 10^6$  kWh,
- prix de gros de l'électricité : 7.5 cts/kWh.

Au point 2.4.2, nous effectuerons une analyse de sensibilité ; ci-dessous, nous présentons le « scénario de base ».



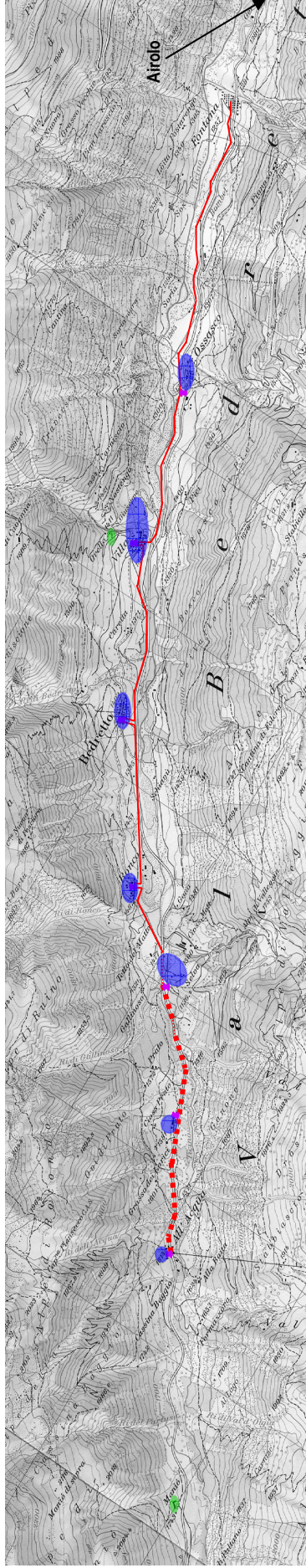
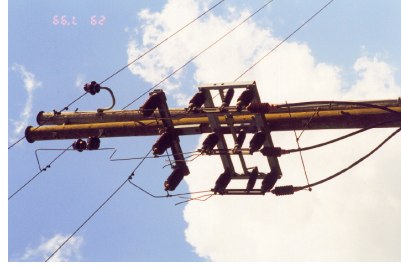


Figure 2.7. Plan du nouveau réseau  
Source : d'après Val Bedretto, Carta nazionale della Svizzera 1 :25000 et documents AET



Cabine de Airolo



Vieilles installations



Nouvelles installations



Le tableau 2.1 récapitule les investissements MT et BT, indique la longueur des tronçons du 16 kV et rappelle les consommations moyennes. L'annexe 4 fournit des informations sur la structure des coûts.

Tableau 2.1 – Coûts de l'investissement initial MT et BT, longueur des lignes, consommations moyennes.

	Coûts MT CHF	Coûts BT CHF	Longueur MT ml	Cons. moy. kWh
All'Acqua	116296	110'000	800	208'181
Id sans militaires	116296	110'000	800	41'576
Cioss Prato	128055	95'000	1'390	27'363
Ronco Selva	67925	50'000	1'230	83'810
Ronco	190438	120'000	1'380	114'519
Bedretto	161870	90'000	1'400	217'636
Villa	68536	105'000	1'200	239'787
Ossasco	75270	195'000	2'000	115'987
Conc vallée (*)	130000	100'000	-	17'597
Total vallée	938390	865'000	9'400	1'024'880

(\*) Facteur qu'on ne peut pas attribuer aux différentes fractions.

#### 2.4.1. Scénario de base, Val Bedretto et fractions

Le tableau 2.2 et la figure 2.8 représentent le coût d'approvisionnement de la vallée. Le coût total atteint 18.7 cts/kWh. Si l'on prend en considération seulement le coût du capital (amortissements et intérêts), on a 10.6 cts/kWh (57% du coût total). Le rapport coût MT / coût BT est de 1 environ (cf. les amortissements et les intérêts).

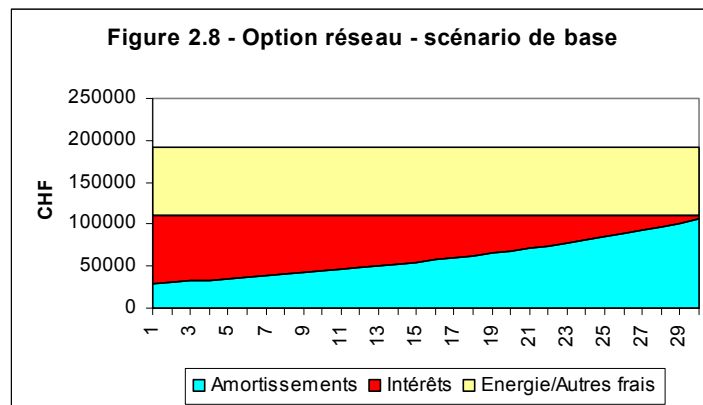


Tableau 2.2 – Coût d'approvisionnement du Val Bedretto – Option réseau, scénario de base.

	Total cts/kWh	Total CHF/an	A-I cts/kWh	A-I CHF/an	A-I/Total
MT et BT+cabines	18.70	186'945	10.60	105'945	0.57
MT	NS	NS	5.50	55'128	0.40
BT + cabines	NS	NS	5.10	50'817	0.39
MT et BT+cabines / BT	NS	NS	1.08	1.08	

A-I, amortissements et intérêts. NS, Non significatif.

Le tableau 2.3 fournit les coûts d'approvisionnement des différentes fractions de la vallée. Ils comprennent les frais occasionnés par le prolongement du réseau dans la fraction prise en considération, répartis sur la consommation moyenne de celle-ci. Les extrêmes se situent à Villa (4.7 cts/kWh pour les amortissements et les intérêts, pour la moyenne et basse tension ensemble) et Cioss Prato (52.3 cts/kWh). La dernière colonne du tableau montre le coût des amortissements et des intérêts par mètre pour la ligne MT. On enregistre la valeur la plus élevée entre Cioss-Prato et All'Acqua, et la moins élevée entre Fontana et Ossasco.

Tableau 2.3 – Coût d'approvisionnement des fractions de la vallée – Option réseau, scénario de base.

<b>MT et BT</b>	Total cts/kWh	Total CHF/an	A-I cts/kWh	A-I CHF/an	A-I/T	A-I CHF/ml/an
All'Acqua	14.70	30'297	6.70	13'944	0.46	-
Id ss milit.	43.40	17'893	33.80	13'944	0.78	-
Cioss Prato	63.00	17'130	52.30	14'233	0.83	-
Ronco Selva	18.10	15'024	9.50	7'927	0.52	-
Ronco	25.30	28'743	17.00	19'359	0.67	-
Bedretto	15.30	32'999	7.40	15'934	0.48	-
Villa	12.50	29'884	4.70	11'170	0.38	-
Ossasco	23.40	26'992	15.20	17'503	0.65	-
<b>MT</b>						
All'Acqua	11.50	23'834	3.60	7'482	0.31	9.35
Id ss milit.	27.30	11'495	17.80	7'482	0.65	9.35
Cioss Prato	42.50	11'549	31.80	8'652	0.75	6.22
Ronco Selva	14.50	12'087	6.00	4'990	0.41	4.06
Ronco	19.10	21'694	10.80	12'309	0.57	8.92
Bedretto	12.80	27'712	4.93	10'647	0.39	7.61
Villa	10.00	23'716	2.10	5'001	0.21	4.17
Ossasco	13.50	15'537	5.20	6'047	0.39	3.02

A-I, amortissements et intérêts.

#### 2.4.2. Analyse de sensibilité

Le tableau 2.4 montre les résultats de l'analyse de sensibilité pour l'ensemble du Val Bedretto. Nous avons pris en considération les scénarios suivants<sup>10</sup> :

Scénario « évolution défavorable à l'option réseau » :

- taux d'actualisation : 9.0%,
- consommation totale d'électricité : - 20% sur 30 ans,
- prix de gros de l'électricité : double en 30 ans,
- coût de l'investissement initial : + 20%,

Scénario « évolution favorable à l'option réseau » :

<sup>10</sup> L'annexe 6 fournit les pages excell que nous avons conçues pour effectuer l'analyse de sensibilité.

- consommation totale d'électricité : + 20% sur 30 ans,
- prix de l'électricité 4.5 cts/kWh.

On relève que dans ce dernier cas la diminution du coût du kWh est de 3 cts. L'effet de l'augmentation de la consommation est relativement faible. Dans le « scénario défavorable », la modification simultanée de l'ensemble des variables, ou le doublement du taux d'actualisation, ont un impact assez considérable sur les coûts.

Tableau 2.4 – Coût d'approvisionnement du Val Bedretto – Option réseau, analyse de sensibilité.

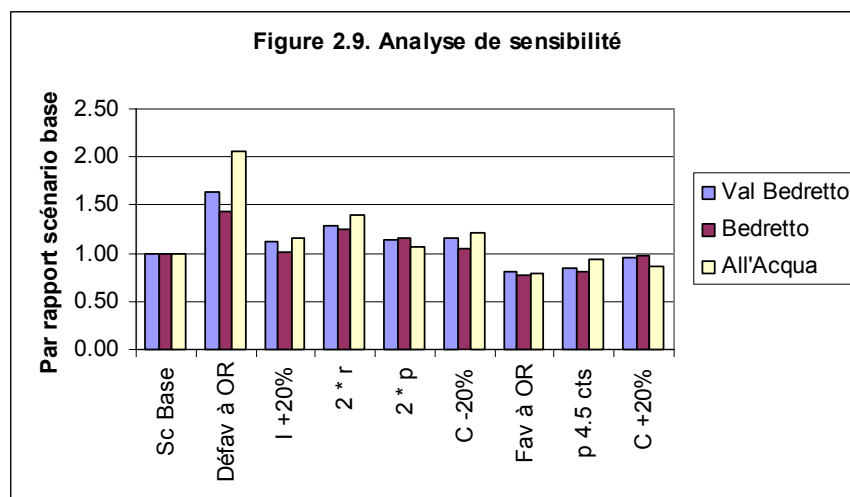
Scénarios :	Total cts/kWh	Total CHF/an	A-I cts/kWh	A-I CHF/an	A-I/Tot.
<b>Base</b>	18.70	186'945	10.60	105'945	0.57
<b>Evolution défavorable à l'OR (a)</b>	30.60	306'045	20.60	206'243	0.67
Investissement initial +20% (b)	20.80	208'134	12.70	127'134	0.61
Taux d'actualisation double (b)	24.20	242'042	16.10	161'042	0.67
Doublement prix kWh sur 30 ans (b)	21.20	212'191	10.60	105'945	0.50
Consommation -20% sur 30 ans (b)	21.50	171'945	13.20	105'945	0.61
<b>Evolution favorable à l'OR (a)</b>	15.00	149'548	9.80	98'548	0.66
Prix du kWh 4.5 cts (b)	15.70	156'945	10.60	105'945	0.68
Consommation +20% sur 30 ans (b)	18.00	179'548	9.80	98'548	0.54

A-I, amortissements et intérêts.

(a) Modification de l'ensemble des variables de manière simultanée.

(b) Modification d'une variable à la fois.

Le tableau 2.5 fournit une récapitulation des résultats de l'analyse de sensibilité pour l'ensemble de la vallée et les fractions de Bedretto et All'Acqua<sup>11</sup>. Les tableaux complets se trouvent à l'annexe 5. Il convient de rappeler que dans le scénario de base de l'option réseau (OR), le coût d'approvisionnement de la Vallée est de 18.70 cts/kWh/an, et que ce coût est légèrement plus bas dans le cas de Bedretto (15.30 cts/kWh) et de All'Acqua avec militaires (14.7 cts/kWh), et nettement plus élevé à All'Acqua sans militaires (43.40 cts/kWh). La figure 2.9 illustre les résultats de l'analyse de sensibilité dans les trois cas. La combinaison des hypothèses défavorables provoquent une augmentation d'environ 50% du prix du kWh dans la vallée et à Bedretto, et son doublement à All'Acqua. Les effets sont moins importants lorsqu'on active de manière simultanée les hypothèses favorables : on obtient une diminution d'environ 30% dans les trois cas. Parmi les différentes variables prises en considération, le taux d'actualisation est celui qui exerce l'impact le plus important.



<sup>11</sup> Nous discutons le cas de Bedretto et All'Acqua en raison de l'étude de l'option production distribuée effectuée dans ces hameaux.



Tableau 2.5. Coût d'approvisionnement du Val Bedretto, de Bedretto et de All'Acqua (récapitulation).

Scénarios :	Val Bedretto cts/kWh	Fraction Bedretto cts/kWh	All'Acqua ss militaires cts/kWh
<b>Base</b>	18.70	15.30	43.40
<b>Evolution défavorable à l'OR (a)</b>	30.60	21.90	89.10
Investissement initial +20% (b)	20.80	15.40	50.20
Taux d'actualisation double (b)	24.20	19.10	61.00
Doublement prix kWh sur 30 ans (b)	21.20	17.80	45.90
Consommation -20% sur 30 ans (b)	21.50	15.90	52.40
<b>Evolution favorable à l'OR (a)</b>	15.00	11.80	34.40
Prix du kWh 4.5 cts (b)	15.70	12.30	40.40
Consommation +20% sur 30 ans (b)	18.00	14.80	37.40

(a) Modification de l'ensemble des variables de manière simultanée.

(b) Modification d'une variable à la fois.

## 2.5. Option production décentralisée

Ce point est consacré à l'analyse des différentes options de production décentralisée (c'est-à-dire isolée du réseau de transport régional et national) et à la comparaison avec l'option réseau.

Nous commençons par analyser un exemple d'objet propre à accueillir une production décentralisée indépendante (PDI), soit le restaurant All'Acqua, puis un objet plus important propre à être alimenté par un système de production décentralisée groupé (PDG), soit le village de Bedretto. Ces deux exemples nous permettront de traiter l'ensemble de la vallée. Enfin, pour compléter le tableau, nous étudions quelques petites installations de production décentralisée indépendante qui existent déjà dans la vallée.

### 2.5.1. Exemple de production décentralisée indépendante : le restaurant All'Acqua



#### Présentation

Ce restaurant-hotel est situé en bout de ligne et est le seul consommateur civil - avec l'éclairage public - du hameau. La clientèle est constituée des militaires et du transit qui franchit le col du Nufenen. Son altitude est 1614m.

Il est ouvert depuis le printemps (avril) jusqu'aux premières neiges, vers la mi-novembre. Il a une capacité d'une cinquantaine de places et dispose de quelques chambres.

Les infrastructures militaires consomment la plus grande partie du courant acheminé à All'Acqua, comme le montre le tableau 2.6 : la consommation annuelle du restaurant se monte à environ 40'000 kWh, soit le cinquième du tout.

Tableau 2.6: consommation depuis la cabine All'Acqua en KWh

	1997	1998	1999
Restaurant	43'906	38'168	42'654
Militaires	178'911	173'114	147'792

Le bâtiment est couplé au réseau BT à partir d'un ancien transformateur puisque le dernier tronçon depuis Ronco jusqu'à All'Acqua n'a pas encore été enterré (prévu été 2003). Le chauffage est assuré par une chaudière à mazout.

### **Les différents scénarios de production décentralisée**

Pour définir et évaluer techniquement les différents scénarios de production décentralisée, nous avons procédé en 3 étapes :

1. détermination de la courbe de charge,
2. possibilité de DSM,
3. inventaire des diverses possibilités techniques.

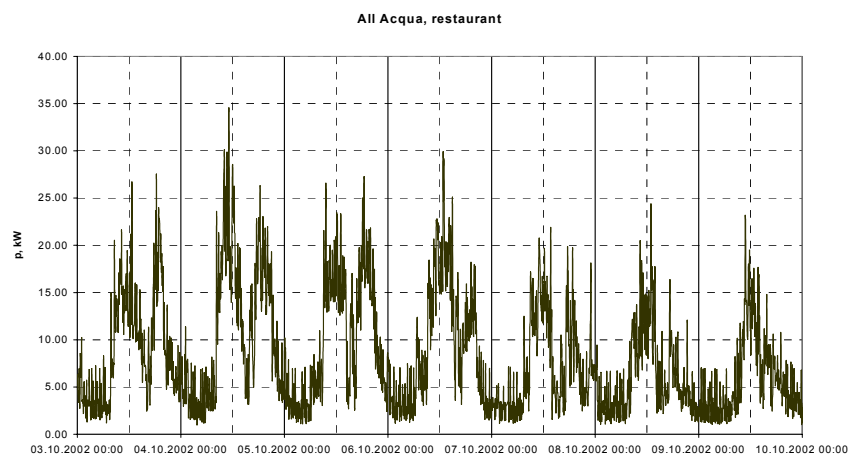
#### *Etape 1 : Détermination de la courbe de charge*

Pour choisir et dimensionner le système de production décentralisée, il est fondamental de connaître au mieux la courbe de charge du restaurant. Pour cela, nous avons opéré de la façon suivante :

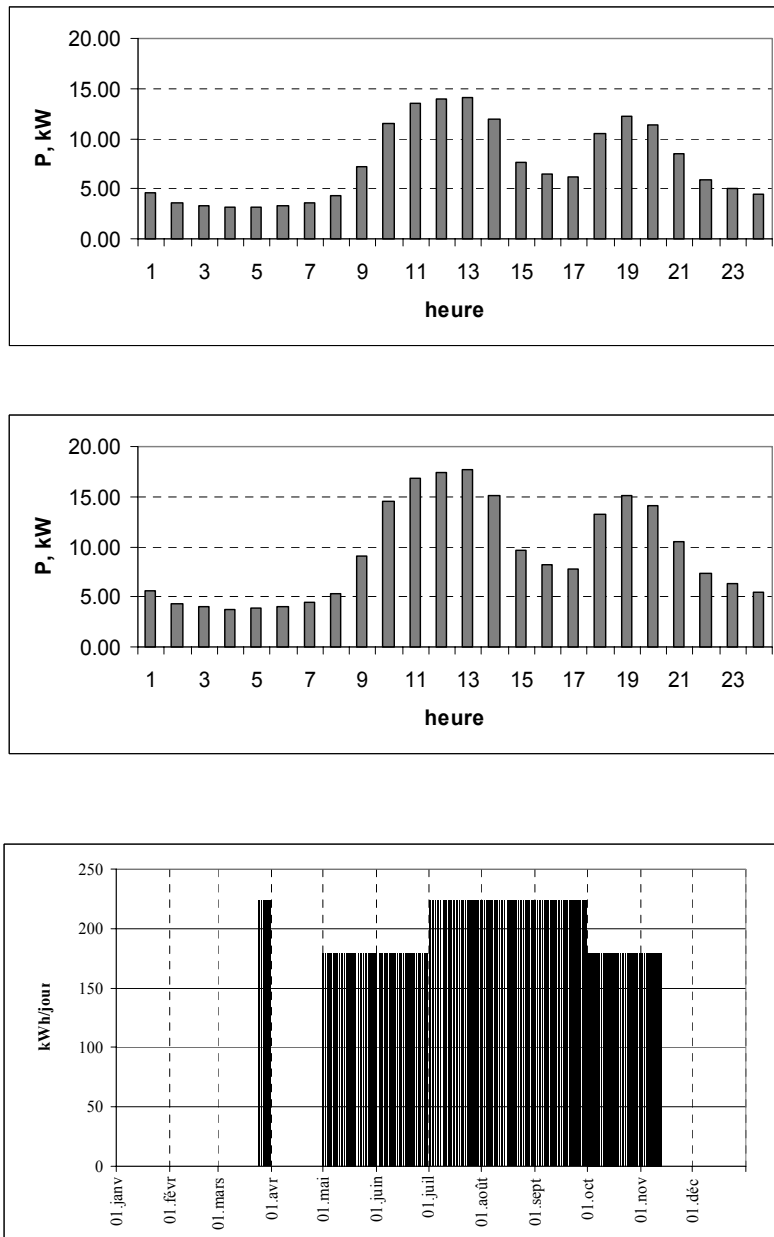
- Mesure in situ de la courbe de charge par 5 minutes, depuis le 3 octobre 2002 jusqu'au 11 novembre 2002, voir figure 2.10,
- Après normalisation avec le relevé du compteur électrique, détermination de la courbe de charge horaire moyenne pour une journée,
- Décomposition des consommations par trimestre données par OFIMA en valeur horaire avec la même distribution type (figure 2.11).

La puissance maximale a été fixée à 30kW, des dépassements de 10-20% étant possible sur de très courtes périodes.

**Figure 2.10. Courbe de charge par 5' du restaurant All'Acqua, semaine du 3 au 9 octobre 2002**



**Figure 2.10 : Courbe de charge standard automne et printemps (haut) et été (milieu) ; en bas, consommation électrique quotidienne simplifiée**



### Étape 2 : Les possibilités du DSM

La consommation électrique du restaurant est très proche de celle observée pour le même type d'établissement. Ainsi, d'après différentes études<sup>12</sup>, la quantité d'énergie électrique pour des petites unités (< 200 assiettes chaudes par jour) vaut 250 kWh environ, alors que l'on a observé 220 kWh environ en moyenne estivale. La répartition des consommations par usages peut être grossièrement estimée et être comparée à la répartition trouvée pour des établissements comparables<sup>13</sup>, voir tableau 2.7.

<sup>12</sup> Cuisine et électricité, RAVEL, OFQC, 724.322 d/f et Gestione dell'energia nel ramo alberghiero, Lornz Perincioli, RAVEL, OFQC 724.325 i.

<sup>13</sup> Energieverbrauch in gewerblichen Küchen, RAVEL, OFQC, 724.397 d.



Tableau 2.7. Répartition de la consommation typique pour une auberge de campagne et pour le restaurant All'Acqua (%)

	Cuisson	Réfrigération	Eclairage	Lavage	Ventilation et divers
Auberge de campagne	56	32	5	5	2
All'Acqua	45	15	10	15	15

La cuisson représente le plus gros poste avec près de la moitié de la consommation. Une première action de DSM consiste à substituer l'électricité utilisée pour maintenir les plaques de cuisson chaudes par le gaz, dont le coût est inférieur. Ceci permettrait de réduire la puissance électrique de 5 kW pendant les heures où la cuisine fonctionne (entre 10h et 15h et 17h à 21h), soit un gain de 45 kWh par jour.

La deuxième action de DSM serait la « chasse au gaspi », principalement en ce qui concerne les frigos, la ventilation, l'éclairage (remplacement par des appareils plus performants), et annulation de diverses veilles (TV, ...). Nous avons estimé qu'une réduction « ruban » de 2 kW serait un objectif ambitieux mais possible.

Nous avons donc retenu 2 scénarios complémentaires de DSM :

1. substitution d'une partie de la cuisson par du gaz, soit -5kW pendant 9 heures par jour, où l'on agit sur les pointes (« DSM-pte »),
2. baisse de consommation ruban de 2 kW (« DSM p+r »).

Ce qui fait baisser la consommation électrique en été de 218 kWh/jour à 173 kWh/jour (-20%) et finalement à 125 kWh/jour (soit une réduction totale de 43%).

Nous avons considéré que les adaptations se feraient lorsque les appareils doivent être renouvelés, donc avec un surcoût négligeable ; ainsi seul le combustible gaz doit être pris en compte.

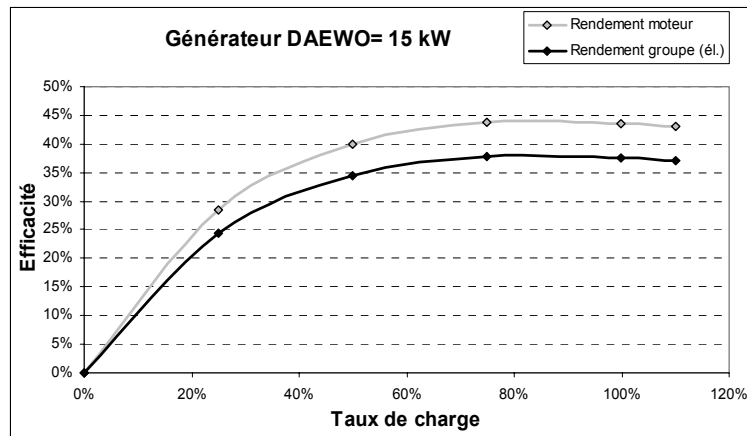
### *Etape 3 : Les scénarios de production décentralisée*

#### 1. Génératrices au diesel (voir aussi annexe 8)

Il s'agit de produire l'électricité avec des groupes électrogènes (moteurs diesel). Traditionnellement, un seul groupe est utilisé, mais nous avons également considéré l'utilisation de deux groupes complémentaires de plus petite taille pour les 2 raisons suivantes:

- La sécurité d'approvisionnement, en cas de panne d'une des deux groupes,
- L'efficacité. Le rapport 5 entre besoin de nuit et besoin de jour oblige le groupe à fonctionner souvent à bas régime. Si on prend en compte la courbe d'efficacité en fonction du taux de charge, définie comme celle d'une machine existante de bonne qualité (figure 2.11), on s'aperçoit qu'un faible taux de charge de 20% fait chuter de moitié l'efficacité.

Figure 2.11. Courbe d'efficacité d'une bonne génératrice du marché



Il n'y a qu'un générateur qui fonctionne si cela est possible, les deux se mettent en route si nécessaire, le bon fonctionnement étant assuré grâce à un régulateur électronique. Pour l'instant, ce type de régulateur est difficile à trouver sur le marché. Pour chaque scénario, la taille de chaque groupe a été optimisée pour que la somme des puissances nominales couvre la pointe et que le minimum d'énergie fossile soit consommée. Aucun système de stockage d'énergie en batterie n'est considéré pour des problèmes de coûts.

La chaleur peut être utilisée en substitution du fuel domestique ; nous ne comptons pas cette prestation en faisant l'hypothèse que les investissements nécessaires couvrent juste les économies de combustible (sinon, la récupération n'est pas réalisée).

Au niveau économique, nous avons considéré :

- un prix de 900 CHF/kW, d'après une petite étude de marché pour des groupes de petite puissance<sup>14</sup>,
- un coût pour le matériel (armoires électriques, aménagement et câbles) de 10'000 CHF pour une génératrice et 30'000 CHF si on doit synchroniser 2 génératrices,
- un coût du travail (y compris étude) de 20'000 CHF,
- un entretien de 2'000 CHF par année et par génératrice, y compris l'assurance.

La durée de vie des groupes a été prise à 20'000 heures pour une puissance supérieure à 10 kW, et 10'000 heures pour des puissances inférieures.

La simulation heure par heure, faite sur tableur, permet de déterminer la quantité de combustible utilisée, le rendement moyen des générateurs et leur temps de fonctionnement.

## 2. Génératrice au diesel avec micro-centrale hydraulique.

L'idée est de remplacer la plus petite génératrice – celle qui fonctionne le plus souvent - par une microcentrale hydraulique. On profite de la présence du ruisseau All'Acqua, qui prend sa source en dessus du restaurant, à 2250m et dont la côte 1700m (dénivelé de 86 m par rapport au restaurant) passe à 300m du bâtiment. L'hydrologie de ce cours d'eau n'est pas bien connue, mais les installations existantes dans la région produisent principalement en été, ce qui est favorable dans notre cas.

<sup>14</sup> Voir annexe 8.

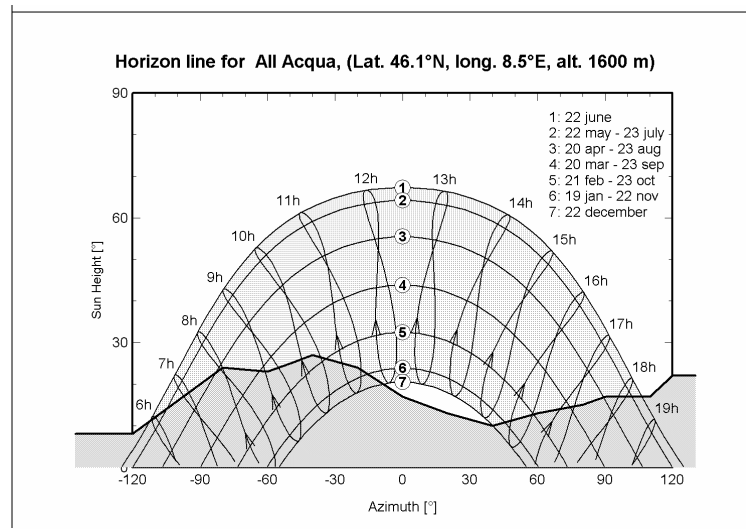
Suivant PACER, nous prenons l'hypothèse d'un coût de 12'000 CHF/kW<sup>15</sup> pour l'investissement initial; la durée de vie des ouvrages de génie civil est de 30 ans (moitié des investissements), et la durée de vie des composants électromagnétiques est de 15 ans (moitié des investissements). Les frais d'exploitation représentent 2% de l'investissement, y compris taxes, impôts et assurances.

Seule la situation avec DSM complet a été considérée. Une feuille de calcul similaire a été utilisée, sur une base horaire.

### 3. Génératrices au diesel avec photovoltaïque.

Nous avons considéré un système photovoltaïque, posé sur le toit sud-ouest, sans batterie et alimentant directement le réseau du restaurant. La puissance choisie (12 kW) permet de couvrir la demande dans l'après midi, sans occasionner trop de surplus solaire et tout en permettant d'économiser les groupes. Les 3 onduleurs sont de marque « Sunny boys » 3000, de 3 kW chacun et les panneaux sont des Isophoton 120 W (Silicium monocristallin). La météo de Locarno a été utilisée, en tenant compte des ombrages propres du site (voir figure 2.12).

**Figure 2.12. Diagramme solaire du site « All'Acqua », relevé par photo avec objectif « Fish-eye »**



L'orientation sud-ouest du toit permet d'éviter trop d'ombres des montagnes et en parallèle une fonte plus rapide de la neige. Entre mai et novembre, on voit que les pertes de rayonnement sont réduites.

La simulation a été effectuée sur une base horaire par le logiciel PVSYS, développé au Cuepe. En annexe 9, on trouvera les sorties standardisées.

Le coût du système photovoltaïque a été pris à 11 CHF le W. Une subvention fédérale et/ou cantonale peut-être prise en considération (par exemple 5 CHF/W, soit 60'000 CHF au total).

Les puissances des 2 génératrices sont inchangées. Leur fonctionnement est simulée sur une base horaire sur tableur. Seule la situation avec DSM complet a été considérée.

<sup>15</sup> Le coût de petites centrales (2 à 16 kW) se situe entre 8'500 et 15'000 CHF par kW selon les conditions et indépendamment de la puissance. 12'000 CHF/kW constitue un coût moyen.

#### 4. Autres possibilités

Nous avons testé techniquement la production par pile à combustible pour le village de Bedretto (voir annexe 12)

#### **Evaluation technique**

Les 6 scénarios étudiés sont présentés sur la table 2.8.

Tableau 2.8. Les différents scénarios étudiés

	Sans DSM	Avec DSM pointe	Avec DSM pointe et ruban
1 génératrice	A		
2 génératrices	B	C	D
1 génératrice et centrale hydraulique			E
2 génératrices et PV			F

Les résultats sont présentés dans la table 2.9.

Ces résultats appellent les commentaires suivants :

- Avec une seule génératrice, l'installation est techniquement plus simple mais moins sûre, par contre l'efficacité de la transformation diesel / électricité est médiocre (25.4% pour une efficacité nominale du groupe électrogène de 38%). Ceci occasionne une forte consommation de combustible, un dégagement élevé de CO2 et une usure rapide de la machine.
- Avec 2 génératrices, l'efficacité moyenne se rapproche de la valeur nominale (35.9%), ce qui indique un fonctionnement correct des groupes.
- La gestion de la demande (DSM) permet de diminuer la taille des machines et, dans le cas de la gestion des pointes, d'augmenter un peu le rendement. L'économie de carburant compense largement le gaz utilisé pour la cuisson (10'000 litres économisés pour 1'500 litres supplémentaires).
- Techniquement, parlant, la microcentrale hydraulique constitue une excellente solution. Le groupe électrogène sert principalement à couvrir les pointes, il est ainsi peu utilisé (quelques centaines d'heures par année), et assure également la sécurité d'approvisionnement en cas de problèmes avec l'hydraulique. On se retrouve ainsi avec une production locale renouvelable (voir figure 2.13).
- Enfin, dans le dernier scénario, le photovoltaïque contribue pour près de 40% aux besoins ; il s'agit d'un cas favorable car le restaurant est fermé en période hivernale.

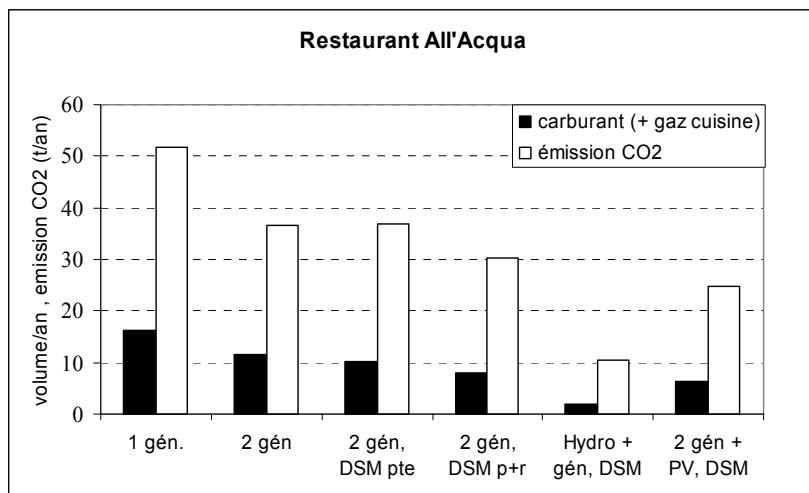
Tableau 2.9. Ensemble des résultats techniques concernant le restaurant All'acqua.

## All Acqua - Scénarios

<p><b>A : 1 gén.</b> Profil de charge de base, avec éclairage public 500W durant l'occupation Une seule génératrice de 30 kW (puissance selon demande maxi. estimée)</p> <p><b>B : 2 gén</b> Profil de charge de base, avec éclairage public 500W durant l'occupation 2 génératrices 8 kW et 22 kW, fonctionnant "en série" (alternativement), soit: Charge &lt; 8 kW Génératrice #1 8 kW &lt; Charge &lt; 22 kW Génératrice #2 &gt; 22 kW Génératrices #1 + #2</p> <p><b>C : 2 gén, DSM pte</b> Idem, avec cuisines au gaz. (économie 5KW, 9h/jour, et en pointe =&gt; diminution PNom) 2 génératrices 8 kW et 17 kW, fonctionnant "en série" (alternativement)</p>	<p><b>D : 2 gén, DSM p+r</b> 2 gén 8 + 15 KW DSM p+r : pointe + ruban DSM avec cuisine au gaz et optimisation des frigos et autres appareils : -2KW</p> <p><b>E : Hydro + gén, DSM</b> Turbine Hydro 8 kW + Génératrice 15 kW, DSM p+r DSM avec cuisine au gaz et optimisation des frigos et autres appareils : -2KW</p> <p><b>F : 2 gén + PV, DSM</b> 2 gén 5 + 18 KW DSM idem + installation photovoltaïque 12 kWc</p>
--	--

	A : 1 gén.		B : 2 gén		C : 2 gén, DSM pte		D : 2 gén, DSM p+r		E : Hydro + gén, DSM		F : 2 gén + PV, DSM	
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
<b>Installation Génératrice + micro-réseau</b>												
Génératrice #1	CHF	30 kW	27'000	8 kW	7'200	8 kW	7'200	8 kW	7'200	15 kW	5 kW	4'500
Génératrice #2	CHF			22 kW	19'800	17 kW	15'300	15 kW	13'500		18 kW	16'200
Appareillages, armoire, installation mini-réseau	CHF		10'000		30'000		30'000		30'000			30'000
Etude / Travail électricien	CHF		20'000		20'000		20'000		20'000			20'000
<b>Investissement total Gén. + mini-réseau</b>	CHF		<b>57'000</b>		<b>77'000</b>		<b>72'500</b>		<b>70'700</b>			<b>70'700</b>
<b>Combustible</b>	CHF/an		16334 l/an		11556 l/an		8734 l/an		6598 l/an		389 l/an	195
<b>Entretien</b>	CHF/an		2'000		4'000		4'000		4'000		2'000	4'000
<b>Renouvellement génératrice</b>												
Durée de vie < 10 kW:	Gén #1 :	4920 h/an	4.1 ans	2775 h/an	3.6 ans	3605 h/an	2.8 ans	4620 h/an	4.3 ans	300 h/an	3853 h/an	2.6 ans
Unités > 10 kW:	Gén #2 :			2145 h/an	9.3 ans	1315 h/an	15.2 ans	300 h/an	66.7 ans		889 h/an	22.5 ans
Production annuelle génératrice		41218 kWh/an		41218 kWh/an		31299 kWh/an		22482 kWh/an		407 kWh/an	15568 kWh/an	
Efficacité Génératrice		25.4%		35.9%		36.1%		34.3%		10.5%	32.1%	
<b>Turbine Hydraulique</b>												
<b>Investissement global</b>	CHF									8 kW	<b>96'000</b>	
<b>Entretien</b>	CHF/an									22075 kWh/an	<b>1'600</b>	
<b>Installation solaire</b>												
Investissement	CHF											<b>132'000</b>
Subvention à l'investissement	CHF											-60'000
Production annuelle utile												6914 kWh/an
<b>Gaz propane cuisine</b>	CHF/an									1505 l/an	1'505	1'505
						9919 kWh/an		9919 kWh/an		9919 kWh/an		9919 kWh/an

**Figure 2.13. Consommation de combustible diesel et émission de CO2 par année, en tonnes/an pour les différents scénarios de production décentralisée, restaurant All'Acqua**



### Evaluation économique et étude de sensibilité

Les hypothèses suivantes sont à la base du calcul des prix de revient de l'électricité, donnés dans le tableau 2.10 :

- Taux d'actualisation de 4.5%,
- Durée de vie :
  - Groupes diesels : selon tableau 5.4 (20'000 h de fonctionnement si P>10 kW, 10'000h si P< 10kW),
  - Hydraulique : 30 ans génie civil (50% de l'investissement), 15 ans pour le reste,
  - Photovoltaïque : 30 ans,
- Coût du carburant : 0.5 CHF / litre,
- Coût du gaz (cuisson) : 0.15 CHF/ kWh,
- Energie de cuisson au gaz pris en compte dans les options DSM.

Tableau 2.10. Coûts des solutions décentralisées à All'Acqua

All'Acqua	Total	Total	A-I	A-I	A-I/T
Option DR	cts/kWh	CHF/an	cts/kWh	CHF/an	
<b>Scénarios de base</b>					
A - 1 Gen	46.11	19006	21.44	8839	0.47
B - 2 Gen	42.25	17415	18.53	7637	0.44
C - 2 Gen + DSMp	35.17	14496	16.51	6807	0.47
D - 2 Gen + DSMp/r	39.51	12803	17.43	5648	0.44
E - 1 Gen + Hydro + DSM	50.46	16350	33.42	10827	0.66
F - 2 Gen + PV + DSM	64.58	20926	43.83	14201	0.68
G - Comme F avec subvention	52.86	17128	32.11	10403	0.61

A-I, amortissements et les intérêts.

Plusieurs points sont à relever :

- Les solutions les moins chères sont les solutions à base de diesel, avec des coûts du kWh compris entre 35 (pour 2 génératrices et DSM pointe) et 46 centimes le kWh ;
- L'intérêt de la solution à deux génératrices, puisqu'elle se révèle non seulement la plus sûre et la moins polluante mais aussi la moins chère ;
- L'intérêt du DSM, où le prix du kWh est inférieur (35 et 39 centimes contre 42), et où le prix annuel du « service électrique » passe de 17'500 CHF à 13'500 CHF dans la situation de DSM optimum (avec coût du gaz de cuisson inclus). La différence entre les deux valeurs donne une indication sur les charges annuelles actualisées maximum que demanderaient les actions de DSM pour être économiquement intéressantes (4'500 CHF/an environ) ;
- Indépendamment de ses qualités environnementales, la solution microcentrale hydraulique est moins intéressante du point de vue économique (50 centimes/kWh) à cause de la fermeture hivernale et de la forte variation jour/nuit qui persiste malgré tout. A noter qu'un investissement de 8'000 CHF/kW au lieu des 12'000 CHF/kW considéré descend le coût du kWh à 46 cts ;
- La structure de la demande favorable au photovoltaïque (pas de besoin en période enneigée, forte demande en été et de jour) permet une couverture solaire importante sans utiliser de stockage (40%) ; les prix obtenus sont encore élevés (65 centimes le kWh en moyenne). Une subvention de cette technologie à hauteur de 50% ramène le prix moyen de l'électricité à hauteur de la solution hydraulique (52 cts/kWh). Il faut donc encore un peu de patience pour que cette jeune technologie se rapproche de la compétitivité dans notre contexte.

Des études de sensibilité à divers paramètres ont été effectuées :

- Doublement du taux d'actualisation (9%),
- Doublement du prix du combustible (1CHF/ litre diesel, 2 CHF/litre de gaz).

La table 2.11 donne les coûts pour les différents scénarios.

Table 2.11. Etude de sensibilité, restaurant All'Acqua

<b>All'Acqua</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>A-I</b>	<b>A-I</b>	<b>A-I/T</b>
<b>Option DR</b>	<b>cts/kWh</b>	<b>CHF/an</b>	<b>cts/kWh</b>	<b>CHF/an</b>	
<b>Avec doublement taux d'actualisation</b>					
A - 1 Gen	49.60	20429	24.90	10262	0.50
B - 2 Gen	47.30	19480	23.54	9702	0.50
C - 2 Gen + DSMp	40.04	16504	21.39	8816	0.53
D - 2 Gen + DSMp/r	45.87	14861	23.79	7707	0.52
E - 1 Gen + Hydro + DSM	64.64	20943	47.59	15420	0.74
F - 2 Gen + PV + DSM	82.89	26857	62.13	20132	0.75
<b>Avec doublement prix combustible</b>					
A - 1 Gen	65.90	27173	21.44	8839	0.33
B - 2 Gen	56.30	23193	18.53	7637	0.33
C - 2 Gen + DSMp	40.47	16679	16.51	6807	0.41
D - 2 Gen + DSMp/r	44.60	14452	17.43	5648	0.39
E - 1 Gen + Hydro + DSM	50.76	16447	33.42	10827	0.66
F - 2 Gen + PV + DSM	68.35	22146	43.83	14201	0.64

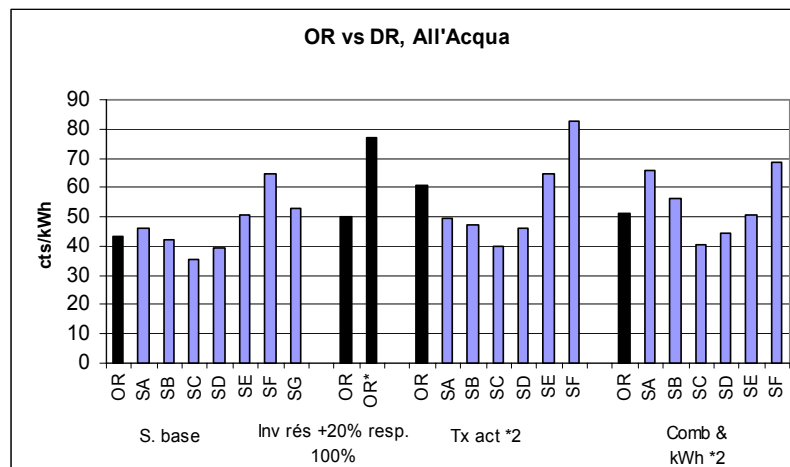
On s'aperçoit que les scénarios à fort taux de renouvelables sont très sensibles au taux d'actualisation du fait de l'investissement initial plus important et qu'on a la situation inverse si on double le prix des combustibles.

### Comparaison de l'option réseau et de l'option production décentralisée

Pour l'instant, nous faisons l'hypothèse que le réseau s'arrête à Cioos Prato ; même s'il serait plus logique de faire l'hypothèse de l'arrêter à Ronco Selva et de décentraliser là aussi la production. Nous reprendrons ces considérations lorsque nous traiterons le Val Bedretto dans son ensemble.

La présence des militaires justifie l'option réseau : 14.7 centimes le kWh contre 35 centimes dans le meilleur scénario décentralisé. En leur absence, la demande d'électricité chute d'un facteur 5. Dans ces conditions, on a comparé l'option réseau (voir paragraphe 4) à l'option production décentralisée dans la figure 2.14 :

**Figure 2.14. Comparaison option réseau (OR) SANS MILITAIRES et les différents scénarios de l'option production décentralisée (DR, Sa à SG)**



Dans les scénarios de base (sans militaires), les options décentralisées avec 2 génératrices et DSM sont légèrement meilleur marché que l'option réseau.

En faisant donc l'hypothèse d'un retrait des militaires :

- Un doublement du taux d'actualisation avantage encore plus la production au diesel ;
- Le doublement de l'investissement initial du réseau MT (cas d'un terrain plus accidenté) rend tous les scénarios DR attractif, y compris avec une participation importante du PV (40%) si ce dernier est subventionné à 50% ;
- Si le prix de l'électricité et des combustibles double, le DSM est avantage. Le scénario avec un seul groupe semble plus vulnérable de ce point de vue du fait de sa forte consommation de carburant. Enfin, l'hydraulique devient meilleur marché que l'option réseau ;
- Avec le DSM, il faut considérer le coût total de l'énergie, qui est plus bas de plusieurs milliers de francs par années. Ce montant déterminera si la mise en place du DSM est économiquement justifiée ;
- Les productions avec l'énergie solaire (E et F) restent dans tous les cas relativement moins intéressantes.



## 2.5.2. Exemple de production décentralisée groupée : le village de Bedretto



### Présentation

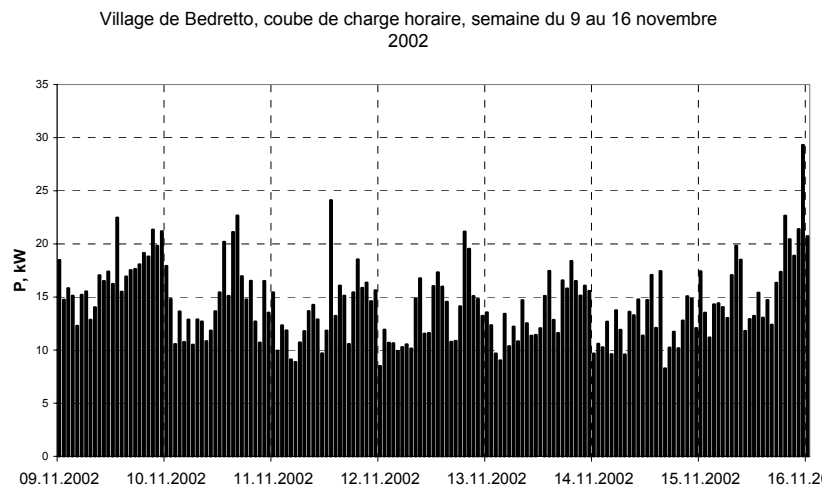
Le village de Bedretto comporte un restaurant et environ 30 maisons, dont une petite partie est occupée toute l'année. Il est situé à 1400 m d'altitude.

### Les différents scénarios de production décentralisée

#### Etape 1 : Détermination de la courbe de charge

Elle a été mesurée sur la partie BT du transformateur grâce à un enregistreur ElControl. Les courants des 3 phases ont été moyennés par 15' et enregistrés (voir figure 2.15).

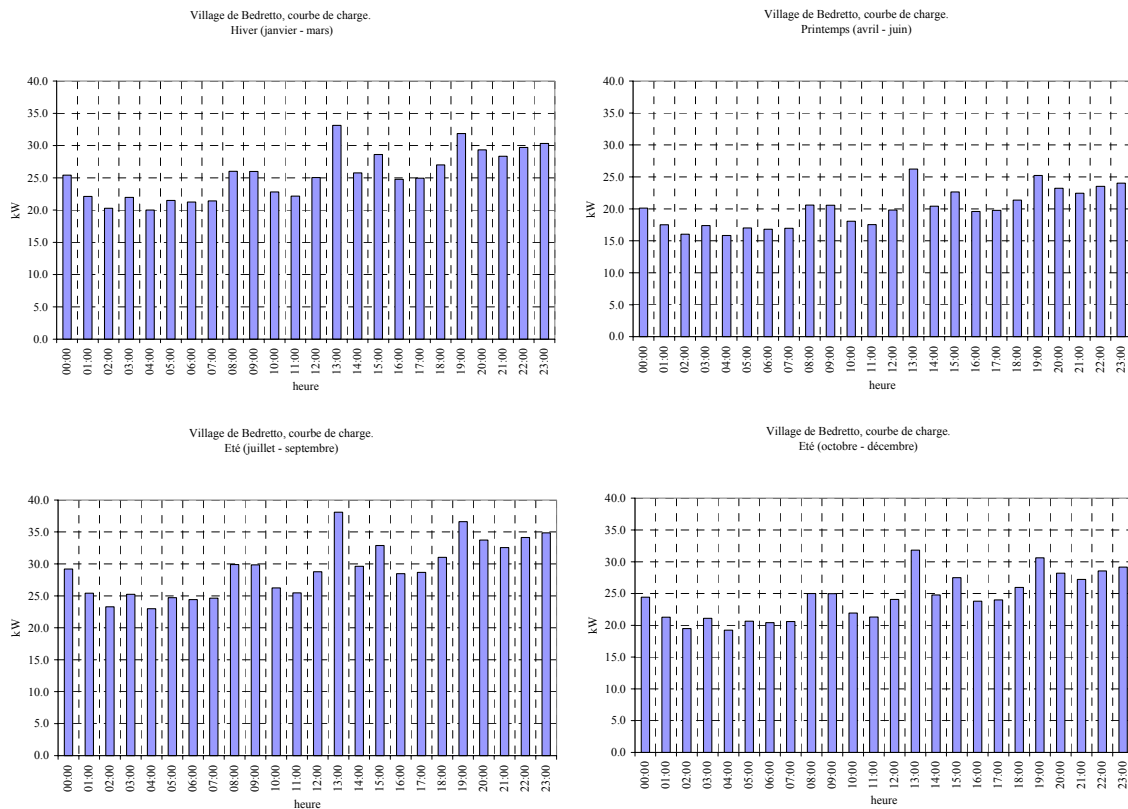
Figure 2.15. Courbe de charge horaire du village de Bedretto, 9 au 16 novembre 2002



On s'aperçoit que l'écart entre jour et nuit est assez réduit (moins d'un facteur 2).

La figure 2.16 représente les courbes de charge horaire pour le village obtenues à partir des mesures in situ et l'analyse saisonnière de la consommation. La demande est maximum en hiver et en été, ceci étant directement lié aux résidences secondaires. La consommation moyenne par jour varie entre 480 kWh/jour au printemps et 700 kWh/jour en été.

Figure 2.16. Courbes de charges horaires moyennes du village de Bedretto, par saison



Le paramètre de dimensionnement le plus critique est la puissance de pointe pour la production décentralisée car l'investissement lui sera plus ou moins proportionnel. Nous avons opté pour 120 kW, soit le cinquième de la puissance de pointe observée pour la vallée entière et valeur proche du dimensionnement du transformateur. Cette puissance correspond à une trentaine d'abonnés soutirant 4 kW. Avec une valeur moindre, la sécurité d'approvisionnement ne serait plus assurée en cas d'affluence des villégiaturistes à Noël ou en Août ; une valeur plus élevée serait très pénalisante sur le plan financier : la puissance horaire maximum considérée dans les courbes de charge ne dépasse pas 40 kW, soit le tiers.

#### Étape 2 : Les possibilités de DSM

La gestion de la demande est certainement très difficile à mettre en œuvre dans la mesure où les fortes variations de la demande attendues sont principalement liées au taux d'occupation des résidences secondaires.

Pendant notre période de mesure, nous n'avons pas pu mettre en évidence une corrélation entre température extérieure et demande, qui serait une signature d'un chauffage électrique important ; ce qui ne veut pas dire qu'il soit inexistant.

Ainsi, nous avons juste considéré dans l'étude de sensibilité un cas où la demande est de 20% inférieure, due en partie à des actions comme la promotion de la cuisson au gaz, du chauffage au bois ou de l'utilisation d'ampoules à basse consommation d'énergie.

#### Étape 3 : Les scénarios de production décentralisée

Dans tous les cas, nous conservons le réseau BT enterré tel qu'il a été décrit dans le paragraphe 4. En effet, il n'est pas concevable de porter la décentralisation au niveau de chaque abonné.

Les mêmes considérations que pour le restaurant All'Acqua ont abouti aux 4 scénarios suivants :

1. A : Une génératrice au diesel, 120 kW nominale,
2. B : Deux groupes diesels couplés, l'argument provient de la différence entre puissance maximale nécessaire à assurer (120 kW) et puissance normalement rencontrée, de l'ordre de 40 kW maximum. On a donc prévu un groupe de 30 kW et un autre de 90 kW (minimum de consommation de diesel),
3. C : Une génératrice au diesel avec microcentrale hydraulique. Le cours d'eau utilisé est le Rial di Bedretto, culminant à 3'122 m et se jetant dans le Ticino à 1'355 m. L'altitude 1'500 m (100m au dessus du village) est situé à 300 m du village.
4. D : Deux génératrices diesel avec photovoltaïque. Les panneaux PV sont distribués en 6 petits systèmes « classiques » de 3 kW branchés sur le réseau BT du village. Trois d'entre eux sont disposés sur les toits et donc ne fonctionnent pas en période hivernale à cause de la neige, trois autres sont posés verticalement à l'abri de la neige accumulée et fonctionnent de ce fait toute l'année.

Un scénario avec pile à combustible a été testé mais n'a pas été pris en compte à ce stade, car l'état de la technique est trop peu avancé. D'autre part, se pose le problème du combustible (hydrogène et gaz naturel sont difficiles à stocker, les piles à combustible liquide ne sont pas encore opérationnelles). L'annexe 12 détaille cette option.

### ***Evaluation technique***

Les résultats des simulations horaires pour les 4 scénarios sont présentés dans la table 2.12.

Avec une seule génératrice, le rendement annuel dépasse à peine 21%, ce qui conduit à une consommation de plus de 100'000 litres de diesel. La génératrice de 120 kW doit être renouvelée tous les deux ans et demi.

Avec le système à deux génératrices, le rendement moyen approche le rendement maximum des groupes et 40'000 litres de carburant sont ainsi économisés. De plus, seul le petit groupe de 30 kW doit être changé régulièrement.

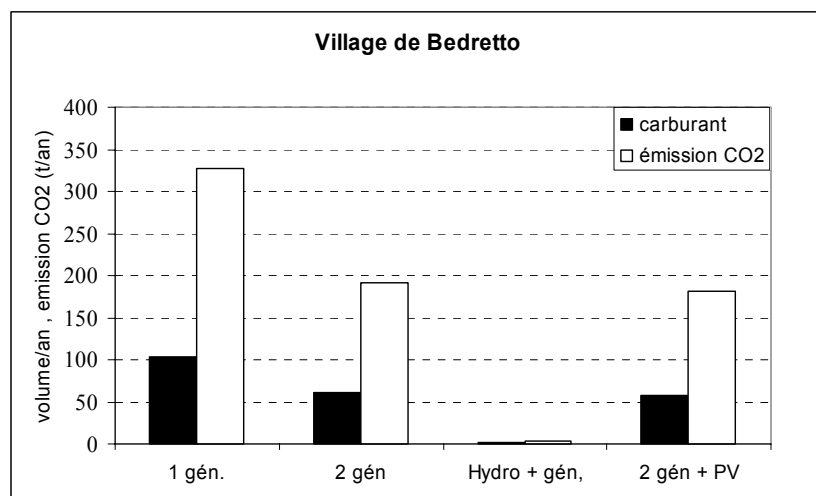
Pour le scénario « microcentrale hydraulique », le groupe diesel est peu utilisé (moments de forte affluence dans le village) et sert principalement de groupe de secours.

Enfin, l'option PV est assez décevante dans la mesure où seul un petit 6% de l'énergie électrique est concerné. Ceci est dû à la présence de la neige en hiver et aux ombrages effectués par les montagnes.

Concernant les aspects environnementaux (figure 5.9), le scénario « hydraulique » est de loin le plus intéressant. En effet, du fait de la structure relativement plate de la courbe de charge pendant de longues périodes, le groupe diesel complémentaire fonctionne peu souvent.

Table 2.12. Evaluation technique des scénarios décentralisés, village de Bedretto

				Bedretto village							
				A : 1 Gén.	B : 2 Gén.	E : Hydro + Gén.	F : 2 Gén. + PV				
				CHF		CHF					
<b>A : 1 Gén.</b> Une seule génératrice 120 kW											
<b>B : 2 Gén.</b> Génératrice 30 kW ruban + 90 kW back-up											
<b>E : Hydro + Gén.</b> Hydraulique 30 kW + génératrice back-up 90 kW											
<b>F : 2 Gén. + PV</b> Génératrice 30 kW ruban + 90 kW back-up + PV 22 kWc											
				CHF		CHF					
<b>Installation Génératrice + micro-réseau</b>											
Génératrice #1	900 F/kW	CHF	120 kW	108'000	30 kW	27'000	85 kW	76'500	30 kW	27'000	
Génératrice #2		CHF			90 kW	81'000			90 kW	81'000	
Appareillages, armoire, installation mini-réseau		CHF		20'000		40'000		40'000		40'000	
Etude / Travail électricien		CHF		40'000		40'000		40'000		40'000	
<b>Investissement total Gén. + mini-réseau</b>		CHF		<b>168'000</b>		<b>188'000</b>		<b>156'500</b>		<b>188'000</b>	
<b>Combustible</b>	0.50 CHF/litre	CHF/an	103097 l/an	51'548	60523 l/an	30'261	1273 l/an	637	56982 l/an	28'491	
<b>Entretien général</b>		CHF/an		4'000		8'000		4'000		8'000	
<b>Renouvellement génératrice</b>											
Durée de vie	20000 Heures	Gén. #1	8760 h/an	2.3 ans	7570 h/an	2.6 ans	184 h/an	109 ans	7788 h/an	2.6 ans	
		Gén. #2			1190 h/an	16.8 ans	0 h/an		972 h/an	20.6 ans	
Production annuelle générateur			217175 kWh/an		217175 kWh/an		430 kWh/an		203858 kWh/an		
Efficacité Générateur			21.2%		36.1%		3.4%		36.0%		
<b>Turbine Hydraulique</b>											
<b>Investissement global</b>	12000 F/kW	CHF					35 kW	420'000			
<b>Entretien</b>		CHF/an						2'500			
Production annuelle turbine							216745 kWh/an				
<b>Installation solaire</b>											
Investissement	11 F/kWc	CHF							22 kWp	242'000	
Subvention à l'investissement	5000 F/kWc	CHF								-110'000	
Production annuelle utile									13317 kWh		

Figure 2.17. Consommation de carburant diesel et émission de CO<sub>2</sub> pour les 4 scénarios de l'option décentralisée, village de Bedretto

### Evaluation économique et étude de sensibilité

Les hypothèses suivantes sont à la base du calcul des prix de revient de l'électricité, donnés dans le tableau 2.13 :

- Taux d'actualisation de 4.5%,
- Durée de vie :
  - Groupes diesels : selon tableau 5.4 (20'000 h si P>10 kW, 10'000h si P< 10kW),
  - Hydraulique : 30 ans génie civil (50% de l'investissement), 15 ans pour le reste
  - Photovoltaïque : 30 ans
- Coût du carburant : 0.5 CHF / litre
- Coût du gaz (cuisson) : 0.15 CHF / kWh.

Tableau 2.13. Coûts des solutions décentralisées

<b>Bedretto Village</b>			Total	Total	A-I	A-I	A-I/T
Option DR			cts/kWh	CHF	cts/kWh	CHF	cts/kWh
Scénarios de base				<b>(avec le coût de la BT)</b>			
14	A - 1 Gén	14	50.83	110318	24.83	53912	0.49
15	B - 2 Gén.	15	30.93	67159	12.93	28040	0.42
16	E - 1 Gén. + Hydro	16	27.33	59405	20.93	45530	0.77
17	F - 2 Gén. + PV	17	36.43	79189	19.23	41841	0.53

Aussi bien du point de vue technique qu'environnemental, la meilleure solution est la microcentrale hydraulique, puisque le prix du kWh est de 27.3 centimes ; ce prix tombe même à 21 centimes si on ne tient pas compte du groupe diesel. Réparti sur l'ensemble de la production, le coût de la sécurité et des grandes pointes peut donc être estimé à 6 centimes le kWh.

On perçoit l'intérêt de l'utilisation de deux groupes puisque le coût du kWh passe alors de 50.8 centimes à 30.9 centimes.

De façon encore plus nette que pour le restaurant All'Acqua, l'intérêt de l'utilisation du PV réside dans une vision à long terme de développement de cette technologie.

Nous avons effectué 4 études de sensibilités, dont les résultats sont indiqués sur le tableau 2.14 :

- Une augmentation du prix du réseau basse tension de 20%,
- Une variation instantanée de consommation du village de + 20% (développement du village) et de -20% (mise en place d'opérations d'économie d'énergie),
- Un doublement du taux d'actualisation (9% par an),
- Un doublement instantané des prix de l'énergie primaire (carburant).

Tableau 2.14. Etude de sensibilité, village de Bedretto

<b>Bedretto Village</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>A-I</b>	<b>A-I</b>	<b>A-I/T</b>
			<b>cts/kWh</b>	<b>CHF</b>	<b>cts/kWh</b>	<b>CHF</b>	<b>cts/kWh</b>
<b>Avec investissement BT +20%</b>							
18	A - 1 Gén	18	51.32	111376	25.32	54970	0.49
19	B - 2 Gén.	19	31.42	68217	13.42	29098	0.43
20	E - 1 Gén. + Hydro	20	27.82	60463	21.42	46588	0.77
21	F - 2 Gén. + PV	21	36.92	80247	19.72	42899	0.53
<b>Avec variation de la charge</b>							
22	A + 20%	22	43.38	113044	20.69	53912	0.48
23	A -20%	23	62.13	107947	31.03	53912	0.50
24	B + 20%	24	32.49	58493	13.83	25788	0.43
25	B -20%	25	32.72	82203	14.38	34835	0.44
26	E + 20%	26	24.90	64883	17.47	45530	0.70
27	E -20%	27	24.22	58787	18.85	45530	0.78
28	F + 20%	28	35.29	91963	18.03	46974	0.51
29	F -20%	29	41.65	72349	23.66	41107	0.57
<b>Avec doublement taux d'actualisation</b>							
30	A - 1 Gén	30	53.70	116714	27.80	60309	0.52
31	B - 2 Gén.	31	34.30	74490	16.30	35371	0.48
32	E - 1 Gén. + Hydro	32	36.20	78542	29.80	64666	0.82
33	F - 2 Gén. + PV	33	43.30	94008	26.10	56660	0.60
<b>Avec doublement prix combustible</b>							
34	A - 1 Gén	34	74.53	161866	24.83	53912	0.33
35	B - 2 Gén.	35	44.83	97420	12.93	28040	0.29
36	E - 1 Gén. + Hydro	36	27.63	60024	20.93	45530	0.76
37	F - 2 Gén. + PV	37	49.63	107680	19.23	41841	0.39

L'augmentation du coût de la ligne basse tension (microréseau) a peu d'influence sur l'ensemble des scénarios.

La variation de la charge induit peu d'écart, sauf en ce qui concerne la solution avec une seule génératrice où des variations de près de 10 centimes par kWh sont observées.

Comme déjà observé pour le restaurant All'Acqua, les scénarios avec production à partir d'énergie renouvelables sont très sensibles au taux d'actualisation. Ainsi, un taux de 9% rend la solution « hydraulique » moins intéressante que la solution diesel.

A l'inverse, un doublement du prix de l'énergie renforce l'attrait pour la solution « hydraulique », quasiment insensible à ce type de variation.

### **Comparaison entre l'option réseau<sup>16</sup> et l'option décentralisée**

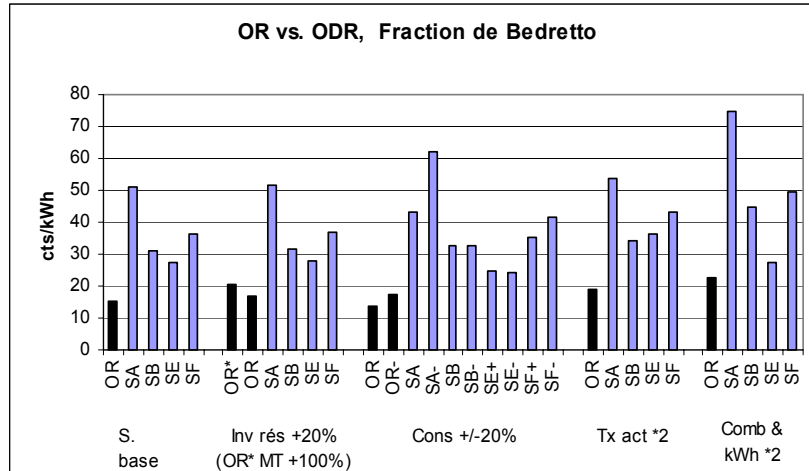
L'option réseau est nettement plus économique que l'option décentralisée : 15.3 centimes par kWh contre 27.3 pour le scénario décentralisé le plus concurrentiel (figure 2.18). Ce scénario: 1 Gén. + Hydro (E) se rapproche de l'option réseau :

- avec une augmentation sensible du prix d'achat du kWh à l'entrée de la vallée,
- avec une augmentation de l'investissement dans le réseau MT (terrain moins favorable),
- avec une diminution de la charge.

Toutefois, l'option réseau reste toujours la moins chère, même avec une baisse sensible (20%) de la consommation. Rappelons qu'à Bedretto, les actions de DSM n'ont pas été prises explicitement en considération, ce qui est justifié économiquement par cette dernière remarque.

<sup>16</sup> Dans ce paragraphe, les variations de prix et de demande sont instantanées (t=0).

Figure 2.18. Comparaison OR/DR, village de Bedretto

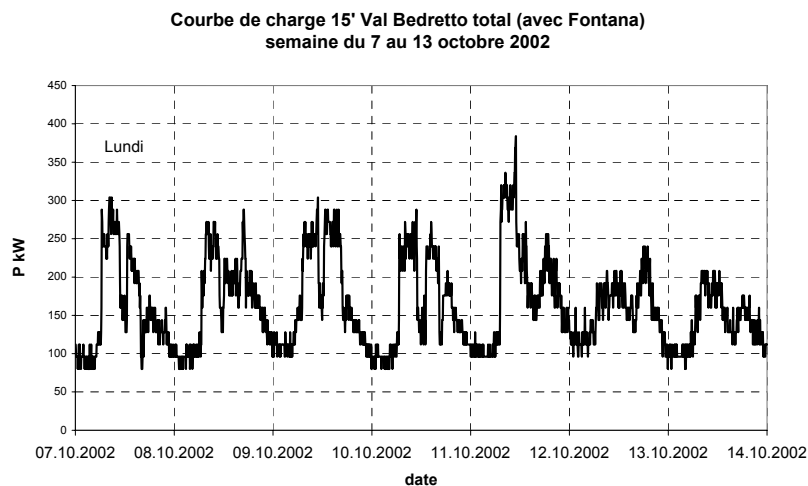


### 2.5.3. Val Bedretto dans son ensemble

#### *Courbe de charge*

Elle a été mesurée au départ de la ligne 16 kV à Airolo, grâce à un datalogger lisant les impulsions données par le compteur électrique global de la vallée. Cette courbe comprend également le hameau de Fontana, un restaurant-fromagerie et le bureau du funiculaire, situés sur la commune de Airolo, voir figure 2.19.

Figure 2.19. Courbe de charge du Val Bedretto, semaine du 7 au 13 octobre 2002



Les variations raides matin, midi et soir sont attribuées à la carrière de Ronco Selva, qui extrait des graviers du lit du Ticino. Le week-end, le chantier est fermé et la forme de la courbe obtenue est proche de celle du village de Bedretto (facteur 2 entre jour et nuit).

### Scénarios décentralisés

La solution décentralisée concernant l'ensemble de la vallée va être la substitution du réseau MT par une production indépendante sur chaque site. Nous avons divisé ces sites en deux groupes :

1. Les sites « isolés », avec un nombre très réduit d'utilisateurs, où le réseau peut être très simple (« PDI »). Des actions de DSM peuvent être relativement facile à gérer. Les hameaux d'All'Acqua et de Cioss Prato rentrent dans cette catégorie. La solution la plus économique est l'utilisation d'un double groupe électrogène avec moteurs diesel accompagné d'actions sur la demande, principalement pour diminuer les pointes. Le scénario « hydro » a été évalué moins intéressant sur le plan économique, mais une étude plus poussée sur chaque site pourrait amoindrir les différences et rendre attractif la solution microcentrale, compte tenu de ses avantages environnementaux. Au niveau des coûts, nous retiendrons 40 cts par kWh.
2. Les sites avec un nombre d'utilisateurs suffisamment important pour regrouper la production et la distribuer via le système BT prévu pour l'option réseau (« PDG »). Dans ce cas, l'utilisation d'une microcentrale hydroélectrique avec un groupe complémentaire est la solution qui s'impose de tout point de vue (voir étude de Bedretto village). Les sites groupés sont : Ossasco, Villa, Bedretto, Ronco et Ronco Selva. Le coût de production retenu sera 25 cts par kWh, auquel il faut ajouter le coût du réseau de distribution comme il a été évalué dans le paragraphe 2.4.

### Evaluation technique

Tous les sites groupés possèdent un cours d'eau proche (300m maximum), culminant entre 2'500m et 3'000m et se jetant dans le Ticino.

### Evaluation économique

La table 2.15 donne les coûts du courant pour chaque site du Val Bedretto, pour les options décentralisées et réseau.

Table 2.15. Comparaison des coûts de l'électricité pour l'OR (réseau) et l'ODR (décentralisé)

	Option réseau cts/kWh	Option décentralisée	
		cts/kWh	Type
Ossasco	23.4	35.0	Hydro, PDG
Villa	12.5	27.5	Hydro, PDG
Bedretto	15.3	27.5	Hydro, PDG
Ronco	25.3	31.5	Hydro, PDG
Ronco Selva	18.1	28.5	Hydro, PDG
Cioss Prato	63.0	40.0	Groupe diesel*, PDI
All'Acqua	14.7	-	
All'Acqua, ss militaire	43.0	40.0	Groupe diesel*, PDI

\* : l'option « Hydro » est envisageable après une étude plus approfondie des sites.



### Comparaison entre l'option réseau et l'option décentralisée

Si on considère la présence des militaires à All'Acqua, en bout de ligne, l'option réseau est certainement le bon choix.

Si on fait abstraction de cette présence, il serait préférable d'arrêter le réseau à Ronco Selva et d'alimenter de façon autonome les sites d'All'Acqua et de Cioss Prato. D'un point de vue économique, l'utilisation de groupe(s) électrogène(s) diesel semble la mieux placée. Néanmoins, il n'est pas exclu que des microcentrales hydroélectriques se révèlent une meilleure solution si, d'une part, on prend en compte le point de vue environnementale et d'acceptabilité (bruit, odeur,...), et si, d'autre part, les coûts des travaux de génie civil se révélaient avec une étude fine de chaque site plus bas que supposé.

Depuis le départ jusqu'à Ronco-Selva, l'option réseau reste le meilleur choix, de tous les points de vue.

## 2.6. Production décentralisée isolée déjà présente dans la vallée

La figure 2.20 présente la situation actuelle de l'alimentation électrique du territoire de la commune de Bedretto. Tout le long du parcours, des zones BT (380V) sont créées dans les principaux hameaux ; les lignes sont là aussi enterrées. Entre ces zones couplées au réseau, nous avons dénombrées 7 petits hameaux où existent des solutions de production électriques isolées : 6 correspondent à un petit système photovoltaïque, 1 plus important, correspond à un alpage avec fromagerie.

### 2.6.1. Petites installations photovoltaïques

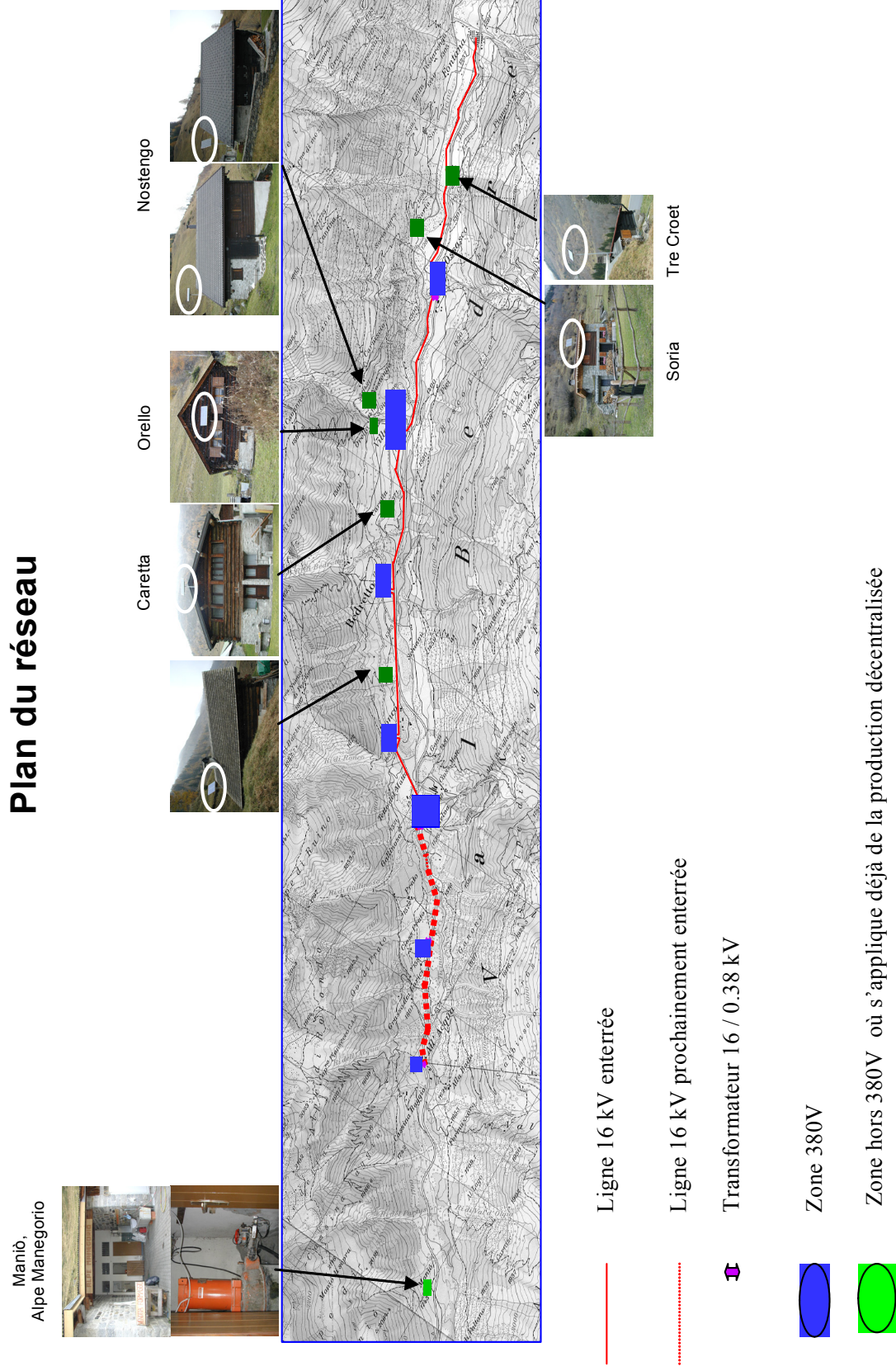
Elles sont constituées d'un ou deux modules de 50W environ, ce qui correspond à l'alimentation de l'éclairage et quelques appareils de faibles puissances. Le tableau 2.16 donne les caractéristiques des installations répertoriées. La longueur a été estimée sur plan en suivant le chemin depuis le transformateur jusqu'au hameau en question.

Tableau 2.16. Liste des systèmes photovoltaïque (PV) existants dans la vallée et longueur du réseau à tirer dans une option centralisée

Lieu	Nombre de PV	Longueur du réseau m	Cabine BT d'alimentation
Près de Ronco	1	500	Ronco
Caretta	1	500	Bedretto
Orello	1	250	Villa
Nostengo	2	250	Villa
Soria	1	500 dont 250 dans tranchée 16 kV	Ossasco
Caretta	1	250 depuis Soria	Ossasco

Sachant que le coût de telles installations, comprenant également un stockage en batterie et un régulateur électronique, se monte à 2'000CHF environ et en comparant le coût du réseau BT (valeur moyenne de 140 CHF/m observée à Ossasco, soit entre 35'000 et 70'000 CHF environ pour alimenter chaque hameau), on se rend compte que la décision de ne pas alimenter ces hameaux est économiquement justifiée, même si les prestations ne sont pas comparables entre un système PV d'énergie limitée et une connexion permettant à tout moment de consommer une puissance de plusieurs kW.

Figure 2.20. PDI existantes actuellement dans le Val Bedretto



### 2.6.2. Alpe Manegorio

Cette fromagerie d'Alpage est située sur la route du Nufenen, 2 km en amont d'All'Acqua et n'est pas couplée au réseau. Son alimentation électrique est assurée par :

- Une miniturbine hydraulique de puissance nominale 7.5 kW, pour un dénivelé de 75 m environ (7.5 bars de pression).
- Un groupe électrogène fixe au diesel, de 20 kVA, 400V, triphasé, de marque Atlas Copco, Qa 16-165. Le rendement à pleine charge est donné à 34% par le fabricant et aucune indication sur le rendement à charge partielle n'est connue.

En complément à ce joli exemple d'intégration énergétique, on note pour la partie thermique :

- une chaudière à bois pour les besoins de chaleur lors de la fabrication de fromage
- l'utilisation de l'eau turbinée pour le refroidissement du lait.

Les photos de la figure 2.21 montrent l'ensemble.

Une comparaison approximative<sup>17</sup> des investissements peut-être faite.

Le coût de la centrale micro hydraulique peut-être estimée à 12'000 CHF/kW<sup>18</sup>, soit 90'000CHF. Concernant la génératrice, en se basant sur un coût de 900 CHF/kW, nous arrivons à 15'000 CHF auxquels nous ajoutons 5'000 CHF de transport et divers. Le coût total doit donc se situer à environ 110'000 CHF, à comparer aux 280'000 CHF pour connecter l'alpage depuis All'Acqua, distant de 2 km par la route du col, au prix de 140 CHF le mètre de ligne BT enterrée.

Là aussi, la décision de ne pas connecter l'Alpage Manegorio est économiquement justifiée.

<sup>17</sup> Les coûts des différents systèmes ne sont pas accessibles.

<sup>18</sup> D'après (fat, 1989), le coût de petites centrales (2 à 16 kW) se situe entre 8'500 et 15'000 CHF selon les conditions et indépendamment de la puissance. 12'000 CHF/kW constitue un coût moyen





L'entrée



la turbine de 7.5 kW

la génératrice diesel de 17 kVA

La conservation du lait

L'ensemble, avec le bois de chauffage.

Figure 2.21. Alpe Manegorio, production décentralisée

## 2.7. Conclusion

Le Val Bedretto représente un excellent cas pour étudier la production décentralisée. Nous avons pu profiter de l'expérience acquise dans l'enterrement de la ligne 16 kV et dans le renouvellement de la BT, qui se terminera dans le courant de l'été 2003. L'autorité locale et les sociétés électriques concernées nous ont été d'une très grande aide. La vallée a été connectée au réseau au début des années 60. Auparavant, des micro-centrales hydroélectriques produisaient des petites quantités de courant, essentiellement pour le besoin de l'illumination. L'intervention de l'Azienda Elettrica Ticinese et de l'Azienda Elettrica de la commune de Airolo en 1998, à la suite de l'abandon de la part de l'OFIMA de la ligne 16 kV, a permis d'assurer la continuité de l'approvisionnement électrique de la vallée. L'enjeu était élevé pour la région et pour l'ensemble de la politique régionale du Canton du Tessin.

Lors de la décision de renouveler les lignes de moyenne et basse tension, les responsables de l'entreprise cantonale et de la commune de Airolo n'ont pas examiné en détail la possibilité de développer la production décentralisée. Notre étude montre que cette décision se justifie économiquement, compte tenu notamment de la présence des militaires à All'Acqua. En revanche, sans les militaires, vraisemblablement il aurait été plus intéressant d'arrêter la ligne 16 kV à Ronco et de développer la production décentralisée dans le fond de la vallée. A cet égard, il convient toutefois de rappeler que l'autorité locale a manifesté une certaine opposition au démantèlement du réseau, car de son point de vue il représente symboliquement une sorte de colonne vertébrale de la vallée.

Dans le scénario de base, le coût du kWh transporté sur le réseau moyenne et basse tension est relativement bas, de 14.7 cts/kWh. En prenant en considération seulement le coût du capital (amortissements et intérêts), il est de 6.7 cts/kWh. Même en le soumettant à une analyse de sensibilité, le coût reste assez bas. Une très forte augmentation du prix de l'énergie pourrait modifier les termes du problème, mais ceci est hautement improbable.

L'analyse de la production décentralisée doit distinguer deux types de sites : les villages (par exemple Bedretto) et les petits hameaux (comme All'Acqua). Dans le premier cas, la production décentralisée n'est pas compétitive par rapport à l'option réseau. Dans le deuxième cas, elle peut l'être si la consommation est relativement faible. Ainsi, à All'Acqua la solution décentralisée est, du point de vue économique, supérieure à la solution réseau si l'on prend en considération uniquement le restaurant et l'illumination publique et si l'on admet le départ des militaires. Du point de vue technologique, les groupes électrogènes au diesel et les microcentrales hydroélectriques (avec complément par groupe diesel) représentent les solutions les plus économiques. Dans le cas d'un village, la meilleure solution est donnée par une micro-centrale hydroélectrique avec groupe de secours au diesel.

La généralisation des résultats obtenus dans le Val Bedretto sort du cadre de notre recherche. Nous nous limitons donc à évoquer le problème, tout en soulignant le fait qu'un tel exercice mériterait une analyse beaucoup plus approfondie. Nous pouvons affirmer que le coût de la production décentralisée dépend de manière significative de la courbe de charge et en particulier des pointes. Dans des cas où on est confronté à un petit nombre de consommateurs, il est alors possible de prendre des mesures de DSM, en augmentant ainsi les avantages de l'option décentralisée. Lorsqu'on a affaire à de nombreux utilisateurs, avec des comportements très différents, le DSM pose beaucoup plus de problèmes et il sera plus difficile de développer la production décentralisée. A cet égard, il convient de relever que les estimations des coûts fournies par la littérature spécialisée sont souvent trompeurs. En effet, il n'est pas possible de transposer ces données, calculées pour des systèmes connectés au réseau, pour des régions isolées qui ne le sont pas. En particulier, il faudra bien prendre en considération le profil des diagrammes de charge et la sécurité d'approvisionnement assurée (puissance maximum disponible).

Il n'est pas pertinent de prévoir une baisse significative des coûts de production des installations décentralisées que nous avons envisagées dans le cas de la Val Bedretto, car les générateurs diesel et le micro-hydroélectrique représentent des technologies matures. En ce qui concerne le PV, l'étude confirme qu'il peut fournir une contribution significative mais à un coût encore prohibitif. Les progrès attendus dans la baisse des coûts de fabrication de cette technologie non encore arrivée à maturité peuvent justifier l'aide des pouvoirs publics. De leur côté, les piles à combustibles présenteraient des avantages indéniables (notamment le fait que l'efficacité ne diminue pas à charge partielle), mais il faudra attendre encore au moins 10 ans pour assister à des percées industrielles dans ce domaine, surtout si on doit stocker le combustible sur place. Actuellement, elles ne fournissent pas une solution technologiquement et économiquement viable.

Des solutions actuellement envisageables et comparée à l'option réseau, seule l'hydroélectricité est satisfaisante au niveau environnemental; l'utilisation d'un carburant de type diesel posant des problèmes aussi bien globaux (CO<sub>2</sub>) que locaux (bruit). Pour la pile à combustible, cela dépendra du type et de la provenance du combustible utilisé. L'option photovoltaïque – quand/si elle devient mature – serait de ce point de vue idéale.

La rentabilité économique de la production décentralisée serait certainement meilleure dans une région où l'enterrement de la MT présente plus de difficultés qu'en Val Bedretto, à cause d'une configuration du territoire moins favorable. L'analyse de sensibilité montre toutefois que même si l'investissement initial dans la MT devait augmenter de 100%, le coût du kWh n'augmenterait que de 30% par rapport au scénario de base.

En conclusion, il est possible d'affirmer qu'il existe des technologies permettant d'envisager la production décentralisée dans les régions périphériques. Les coûts de production apparaissent toutefois compétitifs par rapport au réseau seulement dans les zones isolées et peu peuplées. Dans l'avenir on assistera très certainement à des percées technologiques dans ce domaine, mais pour l'instant il est difficile de vouloir court-circuiter l'option réseau. Dans ces conditions, en vue de la réorganisation des marchés de l'électricité, il est très important de prévoir des normes permettant de garantir l'approvisionnement électrique dans les régions périphériques de notre pays. Ces normes doivent porter avant tout sur les réseaux moyenne et basse tension, sans oublier les options de production décentralisée pour les zones où elle est en mesure d'offrir des solutions techniquement et économiquement meilleures.

## Annexe 1 - Abréviations

AECA	Azienda Elettrica Comunale di Airolo
AECB	Azienda Elettrica Comunale di Bedretto
AET	Azienda Elettrica Ticinese
ATEL	Aar e Ticino SA
DR	Production distribuée ("Distributed Resources")
DSM	Action sur la demande d'électricité ("Demand Side Management")
OFIMA	Officine Idroelettriche della Maggia
PC	Production centralisée
PDG	Production décentralisée groupée
PDI	Production décentralisée isolée
PR	Production répartie

## Annexe 2 - Bibliographie et logiciels

### Etudes sur la production distribuée en général

*The Energy Journal*, Special Issue on Distributed Resources (1997).

Feinstein C.D., Orans R., Chapel S.W. (1997), The distributed utility: A new electric utility planning and pricing paradigm, *Annu. Rev. Energy Environ.*, 22, 155-185.

Fraye J., Uludere N.Z. (2001), What is it worth ? Application of real options theory to the valuation of generation assets, *The Electricity Journal*, October, 40-51.

International Energy Agency (2002), *Distributed generation in liberalised electricity markets*, IEA, Paris.

Strachan N., Dowlatabadi (2002), Distributed generation and distribution utilities, *Energy Policy*, 30, 649-661.

Willis H.L., Scott W.G. (2000), *Distributed power generation, Planning and evaluation*, Marcel Dekker, Inc., New York.

### Etudes concernant la production distribuée et les réseaux effectuées en Suisse

Fankhauser J. (1989), *Alimentation en énergie des alpages à l'aide de micro-centrales hydroélectriques*, Rapports FAT, Station fédérale de recherches d'économie d'entreprise et génie rural, Tänikon.

Horbath R., Renggli U. (1992), *Energieverbrauch in gewerblichen Küchen*, RAVEL, Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern.

Office fédéral de l'énergie (2001), *Ordonnance sur le marché de l'électricité (OME)*, Rapport explicatif, Projet du 5 octobre 2001.

Programma d'impulso PACER (1994), *Guida pratica per la realizzazione di piccole centrali idrauliche*.

Perincioli L., Spring B., Tercier J.-P. (1993), *Cuisine et électricité*, RAVEL, Office fédéral des questions conjoncturelles, Berna.

Perincioli L. (1994), *Gestione dell'energia nel ramo alberghiero*, RAVEL, Ufficio federale dei problemi congiunturali, Berna.

Wild J. (2001), *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung*, ETH, Zürich.

### Etudes sur le Canton du Tessin et le Val Bedretto

Dipartimento delle finanze e dell'economia del cantone Ticino (1999), *Legge cantonale sulla distribuzione dell'energia elettrica*, Bellinzona.

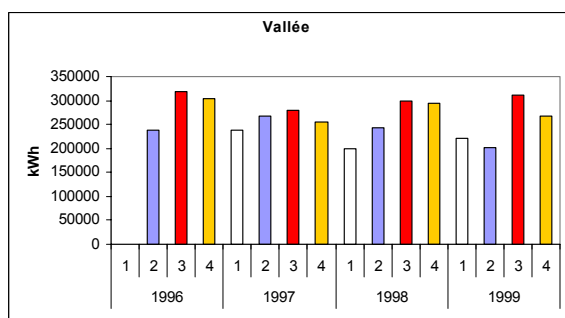
Romerio F. (1994), *Il settore elettrico in Ticino, i suoi legami con il mercato svizzero e la politica cantonale in materia di energia elettrica, 1894-1994-2044*, Série de publications du CUEPE no. 54, Université de Genève.

### Logiciel

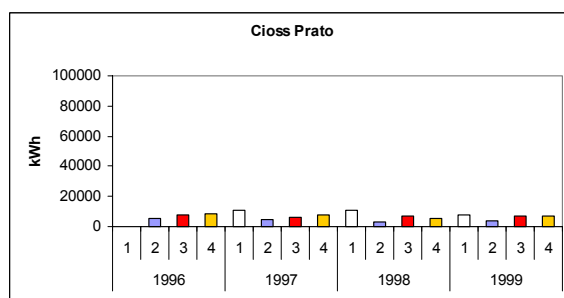
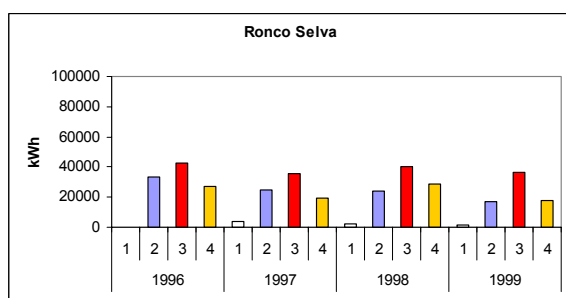
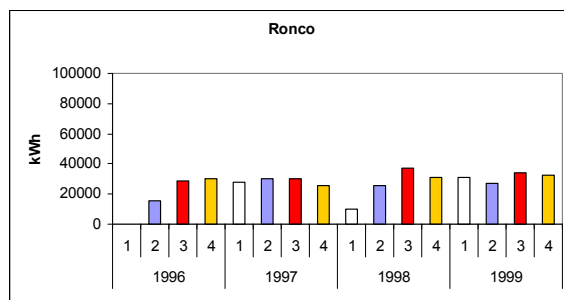
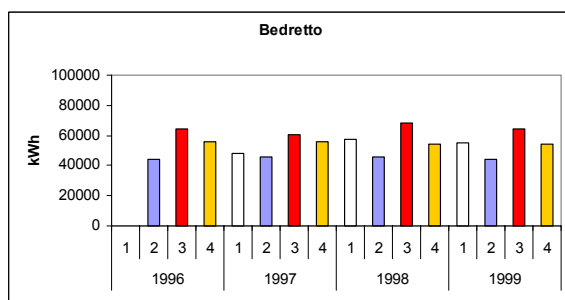
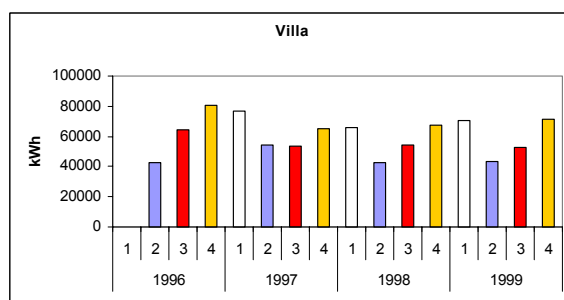
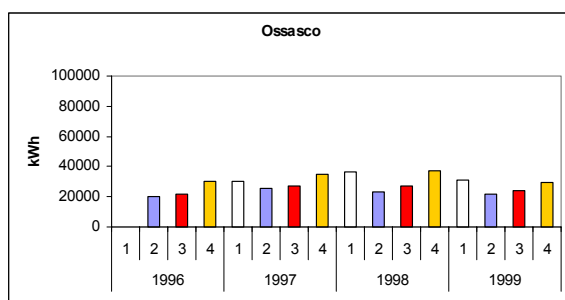
PVSYST 3.21, Photovoltaic simulation software for architects, engineers and researchers – Grid connected systems, stand alone and solar tools ([www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)) (Logiciel développé au CUEPE)

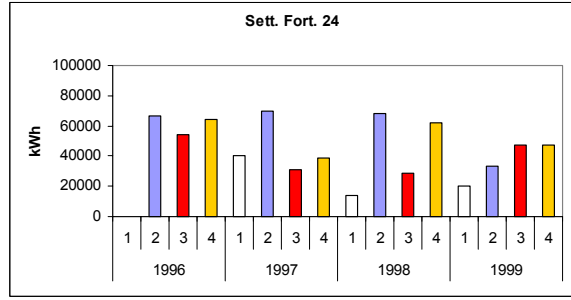
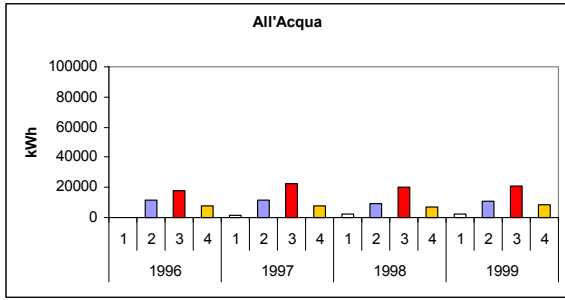


## Annexe 3 - Consommation trimestrielle d'électricité dans les fractions du Val Bedretto



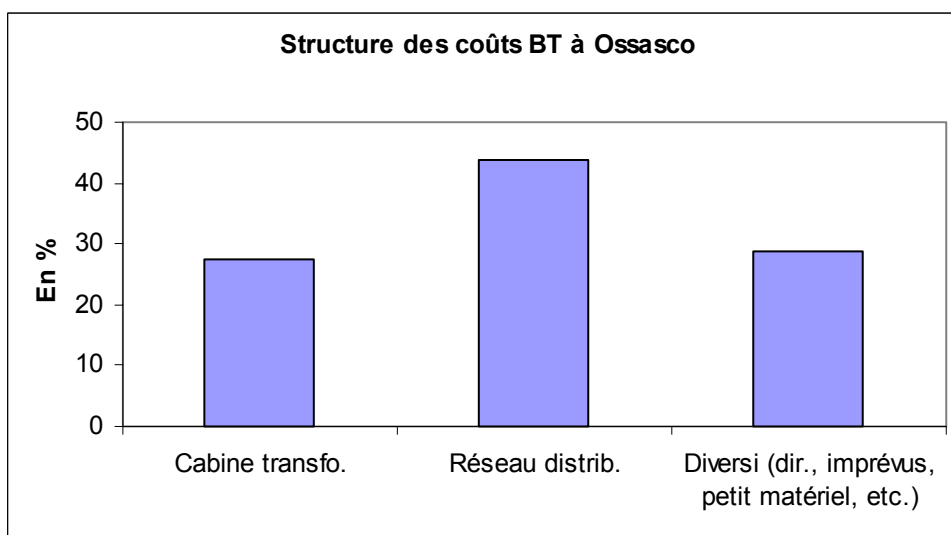
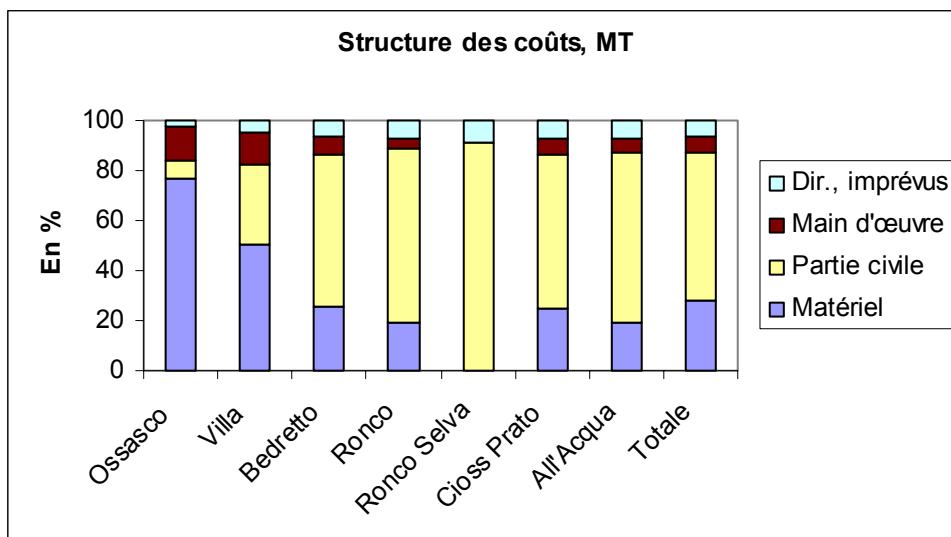
Sources: Factures OFIMA





## Annexe 4 - Structure des coûts des investissements MT et BT

Sources: AET et AECA



## Annexe 5 - Option réseau, analyse de sensibilité, Bedretto et All'Acqua

Coût d'approvisionnement de la fraction de Bedretto

Scénarios :	Total cts/kWh	Total CHF/an	A-I cts/kWh	A-I CHF/an	A-I/Tot.
Base	15.30	32'999	7.40	15'934	0.48
Evolution défavorable à l'OR (a)	24.13	52'147	14.35	31'019	0.59
Investissement initial +20% (b)	16.70	36'186	8.85	19'121	0.53
Taux d'actualisation double (b)	19.10	41'285	11.20	24'221	0.59
Doublement prix kWh sur 30 ans (b)	17.80	38'455	7.40	15'934	0.41
Consommation -20% sur 30 ans (b)	15.90	34'411	8.00	17'346	0.50
Evolution favorable à l'OR (a)	11.80	25'403	6.9	14'822	0.58
Prix du kWh 4.5 cts (b)	12.30	26'516	7.40	15'934	0.60
Consommation +20% sur 30 ans (b)	14.80	31'886	6.90	14'822	0.46

A-I, amortissements et intérêts.

(a) Modification de l'ensemble des variables de manière simultanée.

(b) Modification d'une variable à la fois.

Coût d'approvisionnement de la fraction de All'Acqua<sup>1</sup>

Scénarios :	Total cts/kWh	Total CHF/an	A-I cts/kWh	A-I CHF/an	A-I/Tot.
OR avec militaires :					
Scénario de base	14.70	30297	6.70	13944	0.46
OR sans militaires :					
Scénario de base	43.40	17893	33.80	13944	0.78
Evolution défavorable à l'OR (a)	89.10	29386	77.10	25435	0.87
Investissement initial +20% (b)	50.20	20682	40.60	16733	0.81
Taux d'actualisation double (b)	61.00	25145	51.40	21196	0.84
Doublement prix kWh sur 30 ans (b)	45.90	18933	33.80	13944	0.74
Consommation -20% sur 30 ans (b)	52.40	17275	42.30	13944	0.81
Evolution favorable à l'OR (c)	34.40	17027	28.20	13944	0.82
Prix du kWh 4.5 cts (b)	40.40	16656	33.80	13944	0.84
Prix du kWh été -40% hiver (b)	41.20	16965	33.80	13944	0.82
Consommation +20% sur 30 ans (b)	37.40	18511	28.20	13944	0.75

A-I, amortissements et intérêts.

(a) Modification de l'ensemble des variables de manière simultanée.

(b) Modification d'une variable à la fois.

(c) Modification de l'ensemble des variables de manière simultanée, sans « prix du kWh été -40% hiver ».

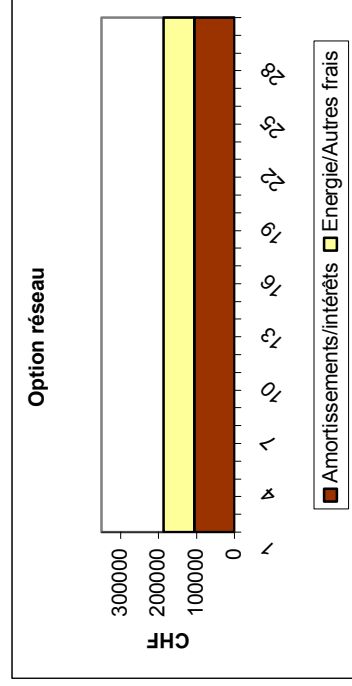
<sup>1</sup> Dans le cas de All'Acqua (sans militaires), nous avons aussi testé le cas où le prix de l'énergie en été est de 40% inférieur qu'en hiver (4.5 versus 7.5 cts/kWh), en raison du fait que la répartition de la consommation été – hiver est d'environ 75 – 25%.

## Annexe 6 - Tableaux excel pour effectuer l'estimation des coûts et l'analyse de sensibilité

### Données et hypothèses

Les données soulignées peuvent être modifiées en vue d'effectuer des études de sensibilité.

Invest. MT	CHF	938390	(30 ans)	Coûts	CHF	Variation en %
Invest. BT	CHF	865000	(30 ans)	MT (16 kV)	808390	<u>0.00</u>
Total invest.	CHF	1803390		Rachat 16kV	130000	
Autres frais	CHF	<u>6000</u>		BT	865000	
Prix énergie t0	cts/kWh	<u>7.50</u>	tx acc %	Coûts	CHF	
Prix énergie t29	cts/kWh	<u>7.50</u>	0.00	MT	116296	
Consommation t0	kWh	<u>1000000</u>	tx acc %	All'Acqua	110000	
Consommation t29	kWh	<u>1000000</u>	0.00	Id avec milit.	110000	
Taux actualisation	%	<u>0.0450</u>		Cioss Prato	95000	
				Ronco Selva	50000	
				Ronco	120000	
				Bedretto	90000	
				Villa	105000	
				Ossasco	195000	
				Peccia	100000	
				Total	808390	
				CHF	110000	
				BT	110000	
				ss militaires avec militaires	4.95	
				Rép. Cons.	3.25	
				%	9.97	
					13.62	
					25.89	
					28.52	
					13.80	
					11.51	
					100.00	
					100.00	
					20.66	
					2.72	
					8.32	
					11.37	
					21.61	
					23.81	
					11.51	
					100.00	
					9400	



Résultats	
Coût OR	cts/kWh 18.69
Coût OR	CHF 186945
Amort/int OI	cts/kWh 10.59
Amort/int OI	CHF 105945



## Annexe 7 - Détermination de la courbe de charge du restaurant All'Acqua

### A7.1 - Equipement électrique

La liste des appareils électriques se trouve sur le tableau suivant, avec une estimation de leur puissance.

Tableau A7.1 . Equipement électrique du restaurant All'Acqua

	Nombre	Puissance totale kW	Temps de fonctionnement
Cuisinière, plaques	4	5	9h -14h et 17h - 21h
Cuisinière, four	2	6	9h -14h et 17h - 21h
Ventilation (cuisine et bar)	2	1	9h -14h et 17h - 21h
Friteuse électrique	1	5	ponctuellement
Machines à laver la vaisselle rapides	2	6	ponctuellement
Machines à laver le linge	1	2	2 à 6 lavages par jour
Séchoir à linge	1	3	Selon météo
Eclairage	25	1.5	Selon météo et saison
Machine à café	1	1	7h – 23h
Chambre froide	1	4	permanent
Frigos/glacière	5	1	permanent
Chaudière, circulateur et autres		3	permanent
TV	3	0.5	Veille + irrégulier
TOTAL max		37 kW	

### A7.2 - Détermination de la courbe de charge

Pour choisir et dimensionner le système de production décentralisée, il est fondamental de connaître au mieux la courbe de charge du restaurant. Pour cela, nous avons mesuré le courant de chacune des 3 phases entrant dans le restaurant, au niveau du tableau électrique depuis le 3 octobre 2002 jusqu'au 11 novembre 2002.

Nous avons utilisé 3 pinces ampèremétriques couplées à un enregistreur Elcontrol, les données sont lues toutes les 5 minutes et moyennées sur 15 secondes. Le relevé du compteur électrique a permis de calibrer nos mesures grâce à un coefficient 0.882, qui comprend le facteur de déphasage (cos phi) et d'éventuelles différences de mesures entre les pinces et le compteur. La tension a été mesurée à 221 V (entre phase et neutre/terre).

La figure A7.1 montre les mesures par 5 minutes lors de la semaine du jeudi 3 au mercredi 10 octobre 2002. On voit que la même allure générale se retrouve tous les jours, avec :

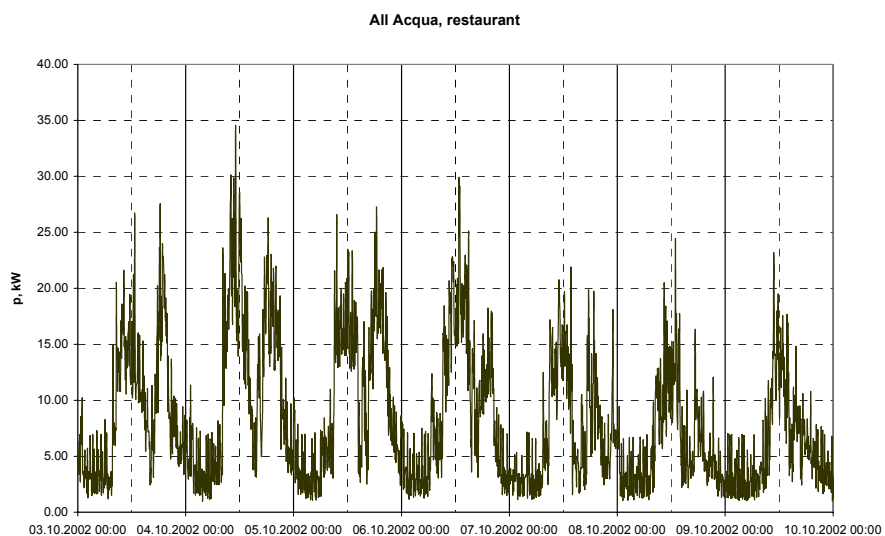
- une base d'environ 3 kW, entre 1h et 6h, qui correspond aux frigos, alimentation pour le chauffage et diverse veilles,
- Un fonctionnement «restaurant - bar », entre 5 et 8 kW, de 6h à 9h, 15h à 17h et 21h à 1h,
- Un fonctionnement cuisine, entre 10h et 15h et 17h à 21h, entre 10 et 30 kW.

L'appel de puissance maximum est relevé à midi et vaut (à part une exception à 35 kW) entre 22 et 30 kW sur une base de 15" et 23 kW sur une base horaire.



L'allure observée est très proche de celles trouvées dans la littérature<sup>2</sup>.

**Figure A7.1. Courbe de charge par 5' du restaurant All'Acqua, semaine du 3 au 9 octobre 2002**

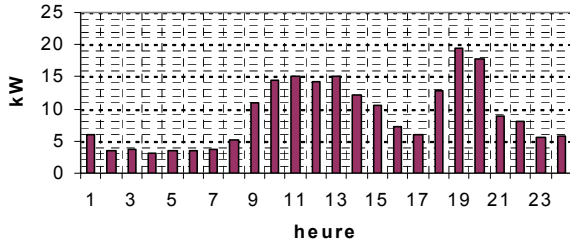


Les valeurs horaires sont représentées sur la figure AVII.2 pour chaque jour ainsi que pour la moyenne hebdomadaire.

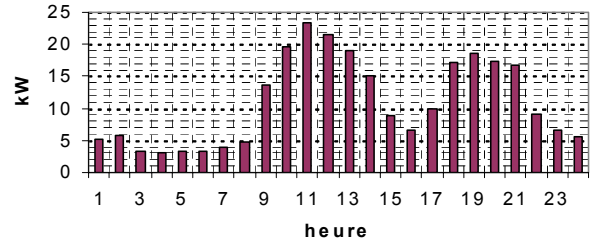
<sup>2</sup> Energieverbrauch in gewerblichen Küchen, RAVEL, OFQC, 724.397 d.

Figure AVII.2. Courbe de charge du restaurant All'Acqua, base horaire, semaine du 3 au 9 octobre 2002

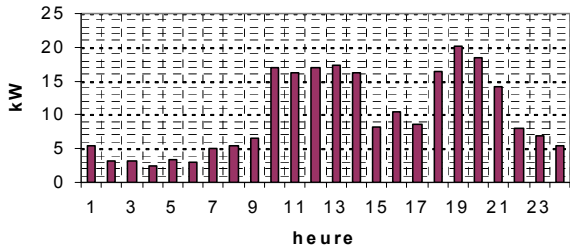
Phoraire, vendredi 3-10-2002



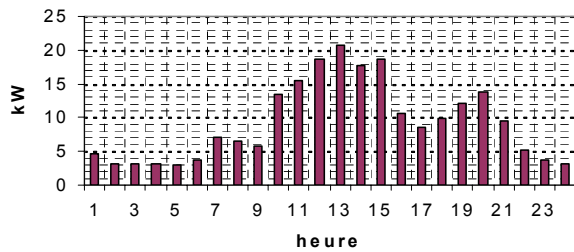
Phoraire, 4-10-2002



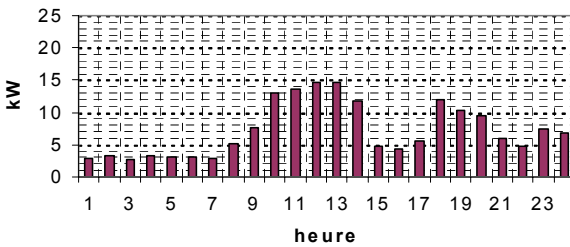
Phoraire, 5-10-2002



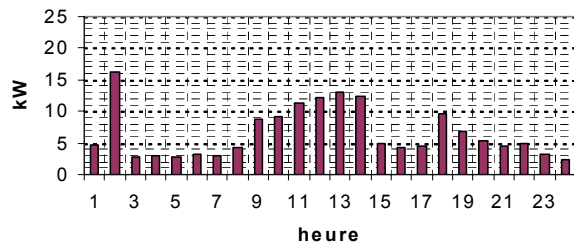
Phoraire, 6-10-2002



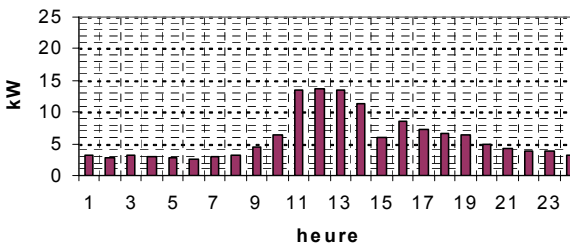
Phoraire, 7-10-2002



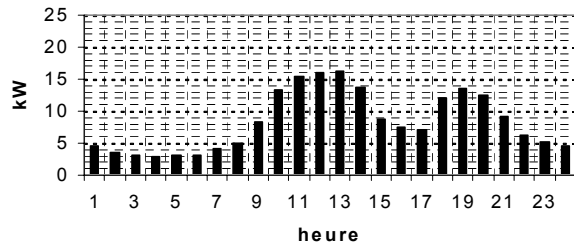
Phoraire, 8-10-2002



Phoraire, 9-10-2002



Phoraire, moyenne



### A7.3 - Energies quotidiennes et annuelles

Le tableau A7.2 montre les énergies dépensées jour par jour ainsi que la moyenne mesurées entre le 3 octobre 2002 et le 11 novembre 2002.

Tableau A7.2. Energie quotidienne mesurée, restaurant All'Acqua, octobre 2002

Date	jour	Q totale,kWh	Pmax, kW, 15"
03.10.2002	Jeudi	216.0	27.5
04.10.2002	vendredi	261.0	34.5
05.10.2002	Samedi	238.4	27.1
06.10.2002	Dimanche	221.1	29.7
07.10.2002	Lundi	173.3	21.8
08.10.2002	Mardi	144.6	24.3
09.10.2002	Mercredi	141.7	23.1
<b>moyenne semaine</b>		<b>199.4</b>	
<b>moyenne octobre 2002</b>		<b>173.5</b>	

Avec les consommations par trimestre données par OFIMA, nous pouvons déterminer les consommations moyennes quotidiennes correspondantes.

- En été (juillet, août et septembre), le restaurant est ouvert tous les jours ; il est donc aisé de déterminer la moyenne à partir des 3 années 1997, 1998, 1999. La courbe de charge a été supposée être la moyenne de celle obtenue lors de la semaine de mesure en octobre 2002, pondérée par le rapport des énergies journalières (217.7 kWh/jour en été contre 173.5 kWh/jour mesuré). Pour obtenir la courbe de charge totale d'All'Acqua, nous avons ajouté 0.5 kW entre 18 et 6 heures pour l'éclairage public (6 kWh/jour).

Tableau A7.3. Consommation électrique restaurant All'Acqua, été

Année	Q totale kWh	Q totale kWh/jour
1997	17672	192.1
1998	22107	240.3
1999	20316	220.8
<b>Moyenne</b>		<b>217.7</b>

- Pour les autres saisons, le restaurant n'est pas ouvert tous les jours. En automne, en se basant sur la consommation moyenne mesurée cette année en octobre (173.5 kWh/jour), nous arrivons, pour les 3 années 97 à 99, à fixer le nombre de jours d'ouverture équivalents grâce à la consommation électrique trimestrielle. Comme le montre la figure A7.4, la date de fermeture équivalente se situe entre le 5 et 14 novembre selon les années, soit la date habituelle (13 novembre cette année). La courbe de charge est celle déterminée en 2002 pondérée par le rapport d'énergie quotidienne (0.87).

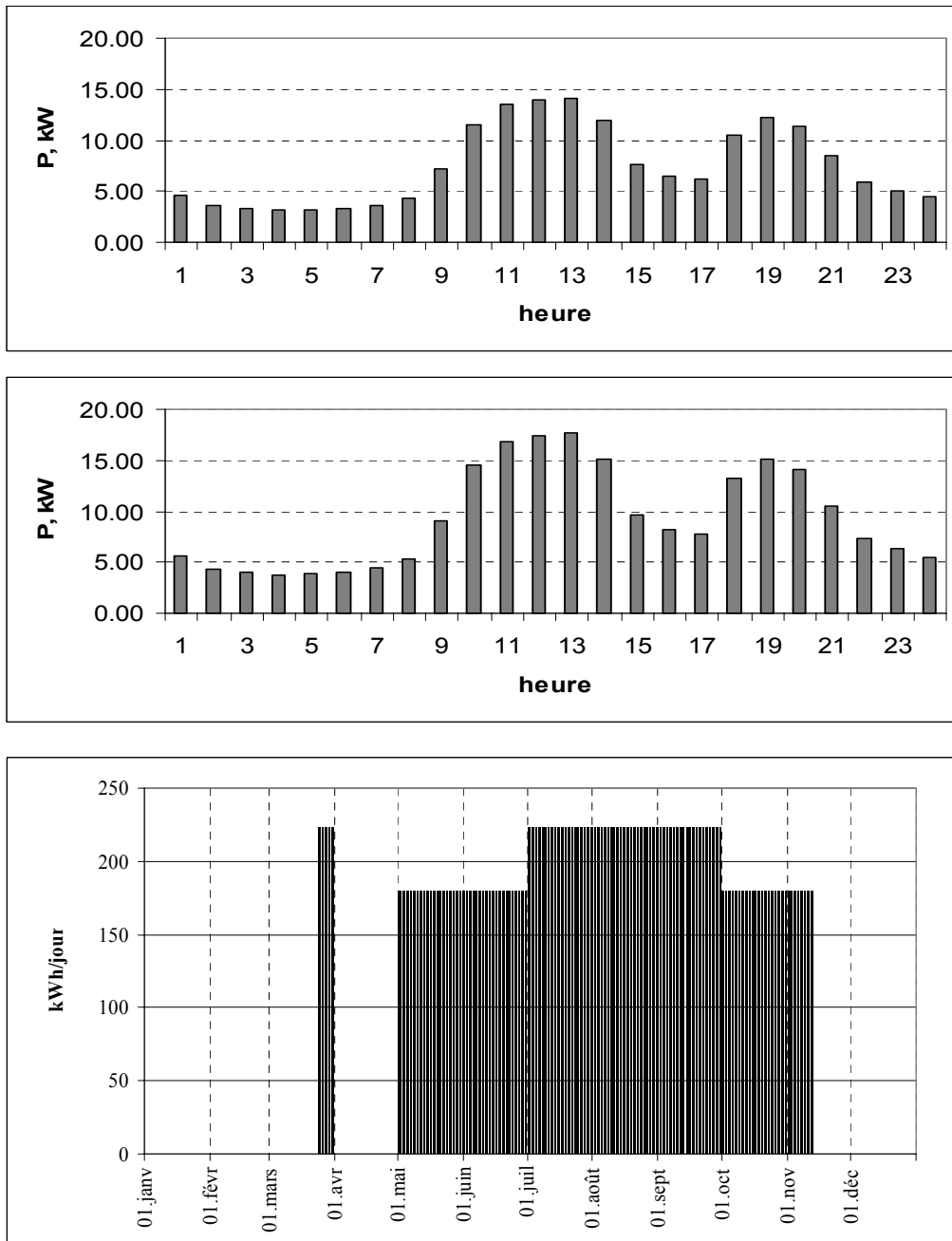
Tableau A7.4. Consommation électrique restaurant All'Acqua, automne

Année	Q totale kWh	Nb de jours équivalents 173.5 kWh	Fermeture théorique
1997	6873	39.6	10.nov
1998	6264	36.1	05.nov
1999	7737	44.6	14.nov
<b>2002</b>			<b>13.nov</b>

- Pour les 2 saisons avec peu d'ouverture (hiver et printemps), nous avons fait le même exercice qu'en automne avec l'hypothèse que la consommation moyenne en hiver (janvier à mars) est celle de l'été, ce qui correspond à 8 jours d'ouverture, et au printemps (avril à juin), la consommation est celle de l'automne, ce qui correspond à une durée d'ouverture de 2 mois (mai et juin).

Avec cela, nous obtenons la décomposition quotidienne de la consommation d'électricité, avec 2 courbes de charge.

**Figure A7.3. Courbe de charge standard automne et printemps (haut) et été (milieu) ; consommation électrique quotidienne simplifiée (bas)**

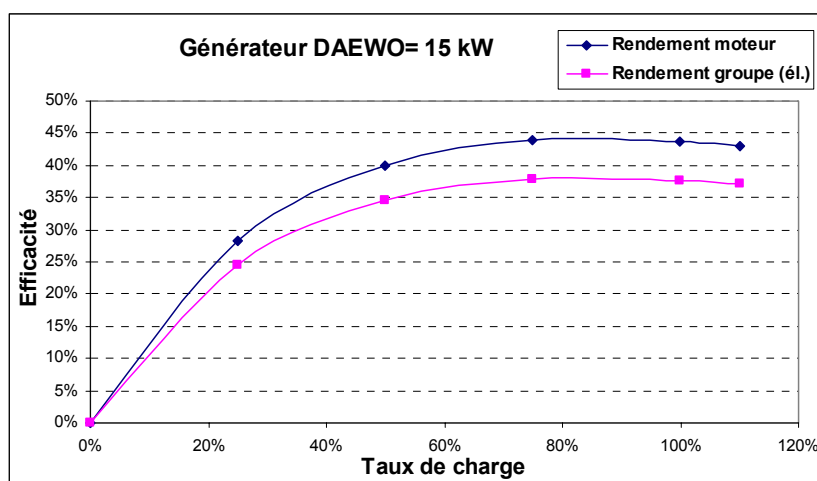


## Annexe 8 - Alimentation par groupes électrogènes

Lorsqu'on parle de micro-réseau d'alimentation électrique, la première option venant à l'esprit est le groupe électrogène. Précisons d'emblée que les groupes industriels utilisables ici sont toujours de type Diesel. Les groupes à essence n'entrent pas en ligne de compte, du fait de leur rendement et de leur durées de vie bien inférieurs.

Or la mise en œuvre de tels réseaux n'est pas aussi simple qu'il y paraît au premier abord. Principalement à cause de l'efficacité de ces machines, qui chute fortement lorsque le taux de charge décroît. Les simulations que nous avons effectuées sont basées sur la caractéristique typique suivante, tirée des données d'un constructeur pour une machine existante de bonne qualité.

Figure A8.1. Profil d'efficacité d'une bonne génératrice du marché



### A8.1 - Un seul groupe électrogène

Dans notre premier exemple (le restaurant AllAcqua), la charge varie de 3.5 kW la nuit, à environ 18 kW en moyenne horaire durant la journée. Si l'installation de production doit assurer la fourniture d'électricité dans des conditions de qualité équivalentes au réseau, le générateur doit être dimensionné de manière à pouvoir fournir la puissance de pointe (instantanée) demandée par l'utilisateur. Les mesures par 5 minutes effectuées sur l'installation du restaurant nous permettent d'estimer ce besoin à 30 kW.

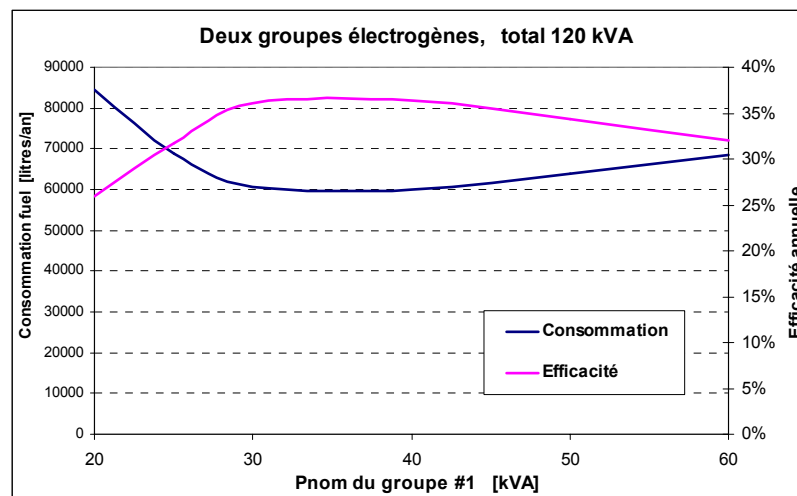
Dans le premier scénario, nous devons donc installer une génératrice de 30 KW de puissance nominale, qui va travailler à 12% de sa puissance durant la nuit! Le rendement moyen annuel de cette installation sera alors de 25.4%.

Le micro-réseau du village Val Bedretto présente des caractéristiques analogues: bien que la différence jour-nuit soit plus faible à cause du foisonnement des utilisations (variation d'environ 11.5 à 19 kW selon nos mesures d'une semaine en novembre 2002), la puissance de pointe est conditionnée par le fait que ce village abrite de nombreuses résidences secondaires, dont la consommation est épisodique. D'après une extrapolation des données globales de la vallée nous avons estimé la puissance nécessaire pour le village à 120 kW. De nouveau le générateur va travailler ici avec un rendement annuel de 21.2 %.

### A8.2 - Deux groupes électrogènes

Nous proposons donc la mise en œuvre de deux groupes, totalisant une puissance nominale qui permet de couvrir la puissance de pointe prévisible. Ces deux machines fonctionnent alternativement selon le taux de charge, et peuvent être couplées durant les pointes. La répartition des fonctionnements doit évidemment être commandée par une régulation électronique dont nous parlerons plus en détail dans l'annexe A10.

Figure A8.2. Optimisation de la puissance nominale des groupes



Nous observons un optimum autour de deux machines 35/85 kW, pour lequel l'efficacité globale du système dépasse cette fois 36%. L'économie de carburant est alors de 42'500 litres, soit 41%.

Remarques :

- La couverture des puissances de pointe par un système de stockage est inenvisageable pour des questions de coût et d'entretien. Elle nécessiterait un système de batteries et d'onduleurs dimensionné pour des très grandes puissances, et ne fonctionnant que quelques heures dans l'année.
- Nous pourrions envisager d'utiliser la chaleur résiduelle des moteurs par un réseau de distribution de chaleur (groupe chaleur-force). Dans le cas de Bedretto, la production de chaleur n'est pas forcément en phase avec les besoins, et le coût de la distribution serait prohibitif au prix actuel de l'énergie.

### A8.3 - Une génératrice avec deux moteurs

On peut aussi envisager l'utilisation d'une seule grosse génératrice (alternateur), dimensionnée pour couvrir les pointes, mais actionnée par deux moteurs de puissances différentes accouplées à l'aide d'un système d'embrayage.

Cette configuration se justifie par le fait que le rendement électrique d'une génératrice est à priori indépendant de la puissance fournie: lorsqu'elle tourne "à vide", elle ne consomme pas d'énergie (nous n'avons pas de données précises à ce sujet).

Ce type de solution sort du cadre industriel usuel, dans la mesure où on n'utilise plus de groupes électrogènes monobloc standards, mais des éléments (moteur et génératrice) séparés. Il faut en étudier la faisabilité.

Mais cette solution technique offre de nombreux avantages :

- La régulation est fortement simplifiée: il n'est plus besoin de contrôler la phase au moment du couplage ou du transfert d'un moteur à l'autre. Le contrôle de la vitesse du moteur exige une précision bien moindre, la synchronisation finale étant assurée par le couplage mécanique progressif de l'embrayage.
- Le passage d'un moteur à l'autre est beaucoup plus "doux", sans aucune perturbation électrique.
- La réaction aux comportements transitoires (pointes de consommation, transferts de couplage) peut être améliorée très simplement, par un volant d'inertie monté sur l'arbre de la génératrice.
- La durée de vie de la génératrice est probablement très grande. Les remplacements périodiques ne porteront que sur les moteurs eux-mêmes, et non plus sur les groupes complets.

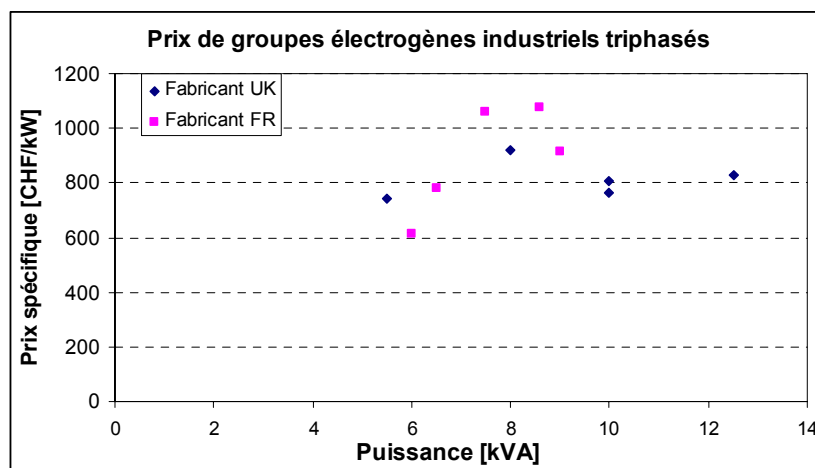
### A8.4 - Coûts et entretien

Pour l'évaluation économique, nous avons retenu les coûts suivants :

- un prix d'achat des groupes électrogènes industriels triphasés de 900 F/kW (selon une petite étude du marché des groupes de petite et moyenne puissance) ;

- un coût de l'installation électrique (armoires de distribution/régulation, de 10'000 F pour le restaurant AllAcqua et 20'000 F pour le village de Bedretto) ;
- un surcoût de 20'000 F pour la régulation de deux groupes complémentaires (voir annexe A10) ;
- l'étude et réalisation, 20'000 F pour le restaurant, 40'000 F pour le village ;
- un prix de 50 ct/litre de fuel (supposé détaxé) ;
- l'entretien des génératrices: 2000 F/an pour les petites puissances d'All Acqua, 4000 F/an pour les plus grosses de Bedretto.

Figure A8.3. Prix de quelques modèles du marché



L'évaluation économique tient également compte de la durée de vie, et du coût de remplacement de ces machines. La simulation détaillée nous fournit le temps de fonctionnement de chaque machine.

Les génératrices Diesel de qualité "professionnelle" utilisent des moteurs industriels, dont la durée de vie est de l'ordre de 10'000 heures pour les petites unités, et 20'000 pour les grosses (plus de 10 kW).

On peut observer que le fonctionnement en alternance de deux groupes électrogènes a une très forte influence sur les coûts de remplacement.

En effet, avec un seul groupe, le remplacement portera à chaque fois sur une grosse machine.

Au contraire, avec deux générateurs, les profils de charge que nous avons analysés montrent qu'à l'optimum la petite machine est celle qui tourne le plus souvent. Même si son tournus de remplacement est plus court, il s'agira de remplacer une petite machine, dont le coût unitaire est bien moindre.

Dans la plupart des scénarios, la "grosse" machine ne sert que quelques centaines d'heures par année. Sa durée de vie est donc beaucoup plus longue, mais elle tourne habituellement à régime partiel, avec une efficacité faible. Compte tenu de l'investissement, le coût du kWh de ces machines peut être très élevé. Cependant, elles sont absolument nécessaires pour assurer la qualité de la fourniture du réseau.

## Annexe 9 - Installation photovoltaïque

Dans les cas étudiés nous avons considéré la possibilité d'un apport photovoltaïque éventuel. Il n'est pas ici question de couvrir la totalité de la demande pendant une période significative. La question stockage ne se pose donc pas. Ces installations sont en tout point analogues à une installation PV couplée au réseau.

Pour le **restaurant All'Acqua**, la toiture sud-ouest permettrait d'accueillir une installation d'environ 12 kWc (env. 100 m<sup>2</sup>). Durant les meilleurs jours d'été, cet apport suffirait tout juste à couvrir la demande. Mais cette production ne permet pas d'arrêter le groupe électrogène, qui doit assurer la continuité de l'offre en toutes circonstances.

Cette installation pourrait être constituée de 108 modules PV de 110 Wp, connectés à 3 onduleurs de puissance nominale 3 kWac, alimentant chacun une phase (p.ex. des onduleurs "String" Sunny Boy). Nous avons évalué l'apport de cette installation grâce à une simulation avec le logiciel PVsyst, en utilisant la météo de Locarno (voir résultats sur la fig A3.2).

La production normalisée d'une installation "idéale" orientée à 30°sud serait de 1077 kWh/kWp/an. L'orientation de la toiture existante n'étant pas optimale (50° ouest), la production chute à 985 kWh/an (-8.5%). De plus, la vallée étant relativement encaissée à cet endroit, les ombrages sont importants; tenant compte de l'horizon, il reste 860 kWh/kWc (perte d'ombrage de 12.7%). On peut cependant remarquer que l'orientation réelle du toit dans le sens de la vallée tend à limiter les pertes d'ombrage, qui seraient plus marquées pour un plan sud.

Enfin, le restaurant n'est pas occupé durant toute l'année, et une certaine partie de la production potentielle est perdue (inutilisée). Au final, seuls 6914 kWh (581 kWh/kWc/an) seront effectivement utilisés sur les 10214 kWh potentiels, soit encore une perte de 32%! Notons que nous n'avons pas de données concernant la couverture neigeuse; il est probable que ces 32% correspondent effectivement à des périodes où les capteurs sont de toutes façons couverts de neige!

**Figure A9.1. Diagramme solaire du site All'Acqua selon PVsyst, relevé de l'horizon par photo avec objectif "Fish-eye"**

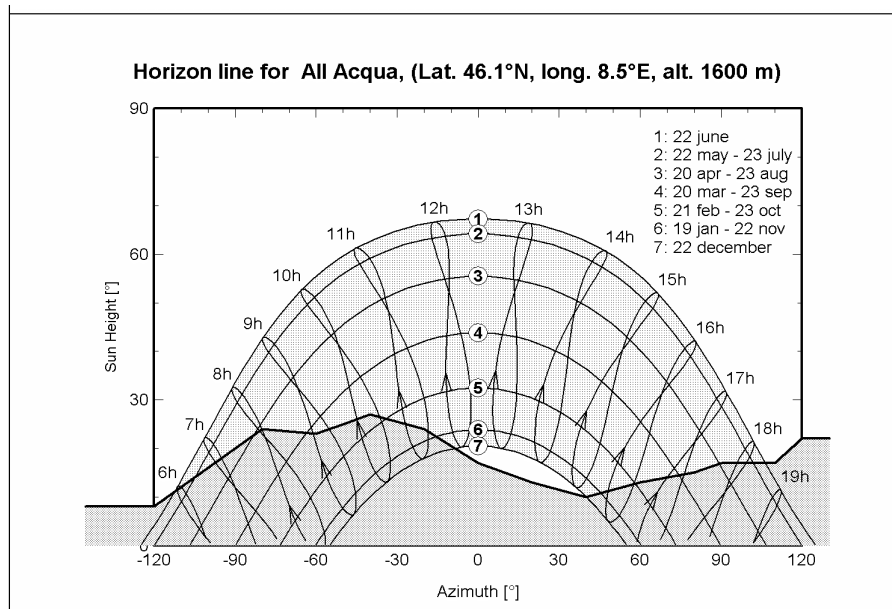
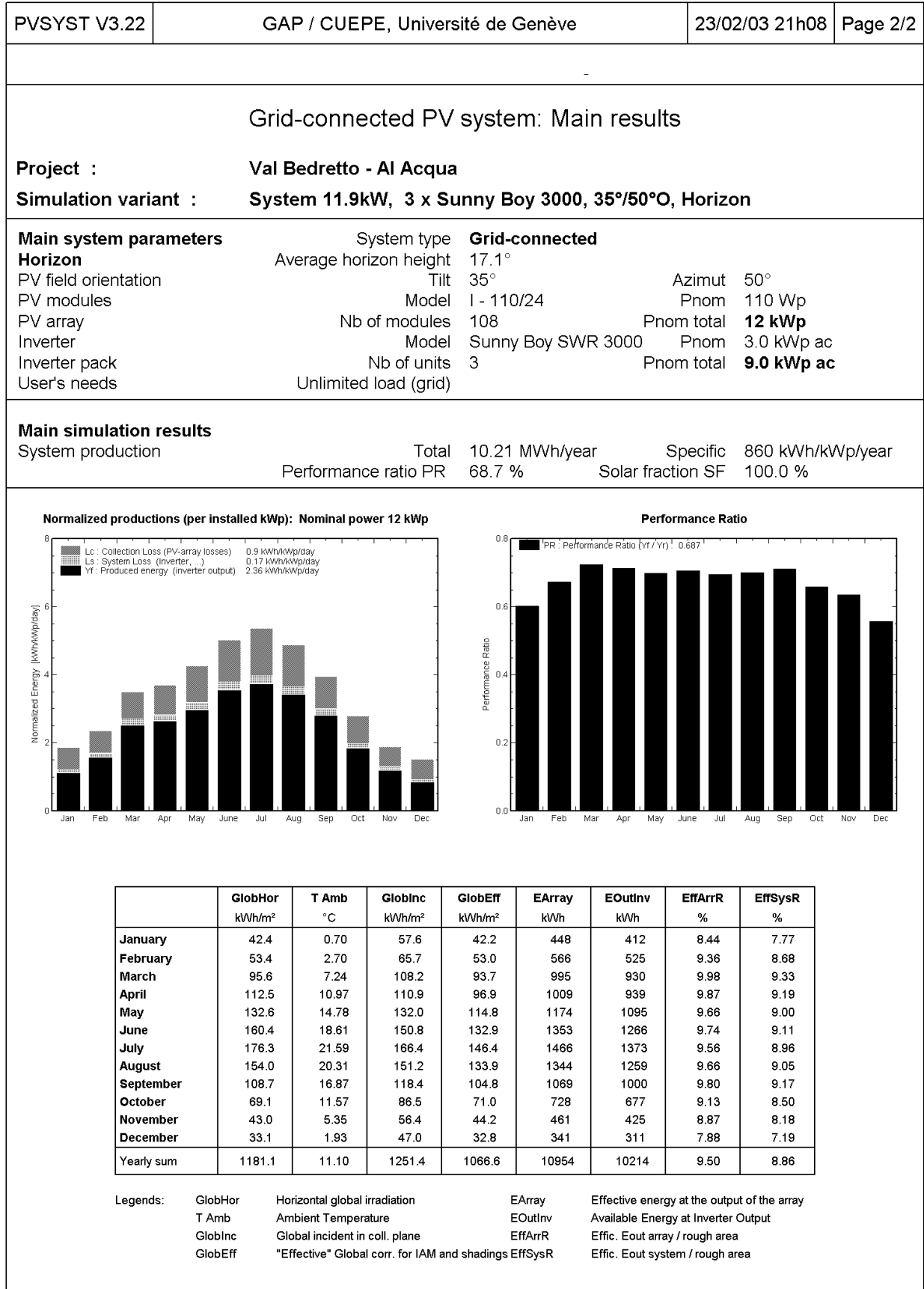




Figure A9.2. Résultats de la simulation PVsyst pour le restaurant All'Acqua



Pour le **village de Bedretto**, nous avons également envisagé un scénario incluant un apport photovoltaïque. Ici la problématique est différente: on ne dispose pas d'un bâtiment public "centralisé" pour la pose des capteurs. La contribution photovoltaïque de 22 kWp est donc supposée distribuée, en 6 tranches de 3.6 kWc, chez des particuliers.

Pour limiter les effets de la neige, nous avons envisagé 3 de ces installations en façade sud, et 3 autres avec une orientation optimale de 30° sud.

On sait que la disposition en façade n'est pas très favorable, surtout en été. Dans notre cas, la production annuelle n'atteindrait que 731 kWh/kWp en terrain dégagé. Mais la présence des montagnes a un effet catastrophique: avec l'effet de l'horizon, la production chute à 466 kWh/kWc !

Nous avons supposé pouvoir trouver des toitures orientées correctement (30°sud) pour accueillir les 3 autres installations. Et nous avons envisagé une couverture neigeuse de novembre à fin février, qui réduit la production de 920 kWh/kWp à 760 kWh/kWp (-17%).

On peut donc constater que même avec la neige durant 4 mois d'hiver, une orientation optimale est préférable à une installation en façade.

Comme pour le restaurant, la production de ces installations ne couvrira à aucun moment la totalité des besoins du réseau. On peut donc les considérer comme un simple appoint de kWh "verts", qui représentera au mieux 6.5 % des besoins totaux du réseau. C'est pourquoi nous avons couplé cette option à un réseau déjà optimisé constitué de deux générateurs.

## Annexe 10 - Gestion d'un micro-réseau

La réalisation d'un micro-réseau fait appel à des techniques qui ne sont pas encore du domaine industriel courant.

La seule firme que nous ayons trouvée, capable de proposer des solutions intégrées, est le constructeur allemand SMA, spécialisé dans la fabrication d'onduleurs solaires (notamment la série "SunnyBoy").

SMA semble avoir réalisé une étude globale du comportement et de la régulation d'un tel réseau. Ils proposent une gamme de composants modulaires nécessaires à l'intégration de multiples sources d'énergie renouvelables dans un micro-réseau mono ou triphasé jusqu'à 30 kW : des onduleurs de réseau "Sunny Boy" standards pour l'alimentation PV, des convertisseurs bidirectionnels pour l'interfaçage de batteries, des modules de couplage de turbines éoliennes, hydrauliques ou groupes diesels.

Néanmoins, ces instruments sont essentiellement conçus pour des réseaux d'énergies renouvelables, avec une régulation globale faisant intervenir le stockage en batteries. Ils ne sont donc pas adaptés à nos scénarios.

Le réseau à **un seul groupe électrogène** est évidemment le plus simple à gérer. La machine comporte ses propres organes de régulation en fréquence et tension, ainsi que les dispositifs de sécurité contre les court-circuits ou les surtensions. Cependant, avec une seule machine la continuité de la fourniture n'est pas garantie (pannes ou arrêts de maintenance).

Pour la gestion d'un **réseau alimenté par deux groupes électrogènes**, ou un couple mixte hydraulique/diesel, nous avons contacté plusieurs constructeurs, qui n'ont pu nous proposer de solutions toutes faites.

La gestion d'un tel réseau doit assurer les fonctions suivantes :

- analyse (si possible prévisionnelle ou auto-adaptative) de la demande d'énergie,
- choix et mise en route de l'unité de production appropriée,
- transfert de la charge d'une machine sur l'autre avec un minimum de perturbations électriques,
- si le fonctionnement simultané des deux machines est requis, synchronisation,
- régulation de la fréquence et de la tension,
- protection contre les court-circuits, les surtensions, la surchauffe des machines, etc.
- surveillance générale du système, transmission des données, alarmes.

Si l'on ne trouvait pas de solution industrielle adaptée, la faisabilité d'un tel réseau dépendrait d'études spécifiques à mener dans nos écoles d'ingénieurs.

Le surcoût de 20'000 F que nous avons retenu pour la régulation du réseau à plusieurs machines nous semble raisonnable en cas de mise en œuvre d'une solution existante. Ce montant serait évidemment à revoir en cas d'études spécifiques.

## Annexe 11 - Démarche de calcul

Le caractère non linéaire du comportement d'un tel réseau (notamment la fonction d'efficacité des groupes électrogènes en fonction du taux de charge), nous oblige à passer par un processus de simulation pour l'évaluation de ses performances.

Nous avons choisi un pas de temps horaire. Ce compromis ne permet pas de tenir compte avec exactitude des pointes de consommations, mais donne une bonne approximation du comportement des génératrices selon le taux de charge.

A partir d'un ensemble restreint de mesures "in situ", nous avons basé nos simulations sur diverses hypothèses raisonnables. Par exemple:

- Pour le restaurant AllAcqua, nous avons mesuré la consommation par pas de 5 minutes, sur une semaine. Cette campagne de mesures permet de définir un profil journalier en valeurs moyennes horaires. Puis nous avons fait des hypothèses sur les périodes d'occupation du restaurant (selon les indications des propriétaires), et appliqué ce profil pour deux "intensités" d'occupation saisonnières, renormalisées aux consommations effectivement mesurées par périodes de 3 mois.

Les mesures détaillées par 5 minutes nous donnent une indication sur les pointes de demande réelles, nécessaires au dimensionnement des puissances nominales requises (cf. point 2.5.1).

- Nous avons également effectué une semaine de mesures sur l'alimentation du village de Bedretto, qui nous fournit un profil de valeurs horaires moyennes typique. Ce profil est renormalisé de manière saisonnière, en fonction des relevés de consommations du village pour les années 1997-1999.
- La puissance de pointe pour le village est estimée à partir des données relevées par l'exploitant sur l'alimentation de l'ensemble de la vallée. Ces données mémorisent les pointes de consommation (pour la facturation), dont la plus importante est de 650 kW en août. Renormalisée à la part de consommation du village de Bedretto, cela nous donne une pointe estimée de 120 kW.

Disposant ainsi d'une série annuelle de consommations horaires, il est aisé de cumuler les consommations de carburant (en fonction du régime "instantané" des générateurs), et les temps de fonctionnement, en appliquant les conditions de régulation choisies pour chaque pas horaire.

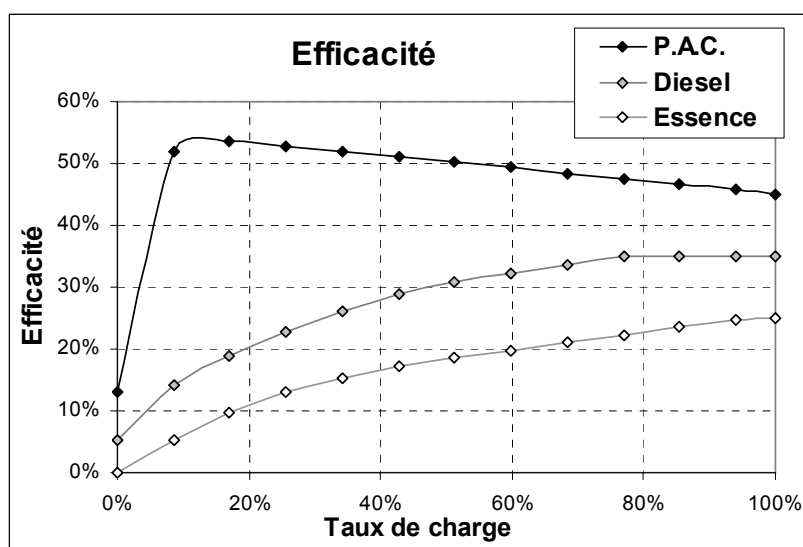
Rappelons qu'avec deux groupes, les machines fonctionnent alternativement selon le taux de charge, et peuvent être couplées durant les pointes. Une turbine hydraulique tourne évidemment en permanence, et le groupe électrogène n'est enclenché que lorsque la puissance requise dépasse sa puissance nominale. Enfin, la production (non contrôlée) des installations photovoltaïques vient simplement en déduction de la demande.

## Annexe 12 - Pile à combustible

Du fait de sa caractéristique présentant des efficacités très élevées à charge partielle, la pile à combustible (P.A.C.) pourrait être un excellent candidat pour l'alimentation d'un micro réseau. Contrairement aux groupes électrogènes, la configuration optimale serait une seule unité de puissance nominale égale à la puissance de pointe.

L'électricité étant délivrée par un appareillage électronique de puissance (onduleur), la régulation du réseau y est incluse et ne pose aucun problème particulier.

Figure A12.1. Efficacités comparées de diverses technologies



Avec les distributions de charge supposées dans nos deux exemples, une P.A.C. travaillerait donc toujours très proche de son optimum. Ainsi, pour le village de Bedretto, une P.A.C. de 120 kW fonctionnerait la plupart du temps dans une tranche entre 20 et 35 kW, résultant en une efficacité moyenne annuelle (simulée) de 53.3% !

Cependant, nous n'avons pas proposé cette option dans les scénarios possibles pour Val Bedretto, car cette technologie n'est pas encore complètement éprouvée au niveau industriel, et nous ne pouvons prendre le risque d'installations semi-expérimentales pour l'alimentation exclusive d'un tel réseau.

Malgré l'expérience positive menée notamment aux Services Industriels de Genève avec une unité de 200 kW, nous ne connaissons pas les coûts réels d'implémentation de cette technologie, et nous ne pouvons donc pas mener une étude économique sérieuse.

De plus, **l'utilisation de P.A.C. en site isolé semble pour le moment quasi-impossible**. Les unités actuellement disponibles sur le marché, dans cette gamme de puissance, fonctionnent à l'hydrogène pur, via un "reformage" du gaz naturel (méthane). Or, le stockage du méthane est inenvisageable à grande échelle. Ce gaz a un point d'ébullition de l'ordre de -70°C, et nécessite une installation cryogénique pour le stockage sous forme liquide.

Il faut donc étudier la possibilité de P.A.C. fonctionnant à partir d'autres combustibles stockables (par exemple le méthanol). Nous n'avons pas de données précises sur l'état actuel de ces technologies.