

ÉTUDE DE FAISABILITÉ

CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

LAC USBORNE

Présenté à:

VINCENT LEFÈBVRE
131, rue Poirier
Amos (Québec)
J9T 3V7

Par:

Ottawa Engineering Limited
2747, rue Priscilla
Ottawa, Ontario
K2B 7E1

Tél: (613) 820-8234
Fax: (613) 820-5571

COPIE
BUREAU
VAL D'OR

1. INTRODUCTION

Une étude de faisabilité du site (incluant un estimé du potentiel et de sa production hydroélectrique, schémas préliminaires, et une analyse économique préliminaire) est présentée dans ce rapport. Les recommandations proposées dans ce rapport devront servir comme outil décisionnel pour l'avancement immédiat ou l'ajournement du projet.

2. DESCRIPTION DU SITE

Le site comprend un barrage à crête déversante avec 3 vannes localisées au centre du barrage pour régulariser le niveau d'eau en amont. La hauteur de chute est environ de 6.5 mètres ceci inclus les premières rapides en aval du barrage. Les ouvrages civils tel que la prise d'eau, la conduite forcée, et la centrale sont manquants. Un chemin d'accès d'environ 250 mètres devra être aussi construit.

3. MÉTHODOLOGIE

Une reconnaissance physique du site fut accomplie. Elle nous a permis d'observer;

- la hauteur de chute maximale
- la qualité structurale du barrage
- la localisation possible du canal de fuite, la centrale, et de la prise d'eau
- l'aménagement de la centrale et de la future prise d'eau

Un modèle numérique (appelé "SHR¹") a été utilisé pour évaluer la puissance électrique maximale, la production énergétique, et les revenus annuels de différentes alternatives (voir section 5.2). La puissance électrique et l'énergie obtenues par le modèle sont des valeurs estimées au point d'interconnection et de mesurage avec Hydro-Québec. C'est-à-dire que toutes les pertes de charges rencontrées entre la turbine et la ligne de transmission ont été considérées. Les éléments mentionnés ci-dessous ont été utilisés dans ce modèle.

- Les débits journaliers simulés² furent calculés à partir du jauge 02KG001 (voir section 4.0).
- L'option tarif saisonnier pour l'année 1993 a été utilisé pour l'évaluation des revenus; soit 7.9 ¢/kWh durant la période d'hiver (décembre à mars) et 3.98 ¢/kWh durant le reste de l'année.

¹Ce logiciel fut développé par Ottawa Engineering Limited. Pour une description plus détaillée voir la soumission présentée le 11/10/94.

²voir soumission présentée le 11/10/94.

- La hauteur de chute est de 6.5 mètres durant 9 mois sur douze. Durant les crues printanières (i.e. mars, avril, et mai), une variation hypothétique du niveau de l'eau en aval (situé dans le canal de fuite) de 1 mètre est considérée dans le modèle.
- Les pertes de charges représentent 3% de la hauteur de chute.
- La courbe de rendement d'une turbine de type Kaplan a été utilisé pour la transformation de l'énergie à cause de son domaine d'utilisation qui correspond aux critères physiques du site.
- Les pertes d'efficacité considérées dans les calculs au niveau de la puissance sont; le générateur et multiplicateur de vitesse, les transformateurs, et la consommation interne.
- Un arrêt de production d'environ 12 jours annuellement pour l'entretien et ajustement des équipements mécaniques et électriques est aussi inclus dans le calcul de l'énergie produite.

4. HYDROLOGIE

Aucun débit journalier est disponible sur la rivière Coulonge est. Pour établir les débits journaliers au site, le bassin versant doit être connue. Les cartes topographiques utilisées indiquent un bassin versant en amont du site d'environ 970 km². La comparaison avec un cours d'eau avoisinant, dont le débit journalier est connu, est essentielle pour l'analyse de la production hydroélectrique. Une comparaison des bassins versants jaugés situés dans la même région que le site était nécessaire afin de sélectionner le jauge approprié pour le calcul des débits journaliers au site. Un facteur comparatif est multiplié aux données de la rivière choisie pour obtenir les débits journaliers de la rivière Coulonge Est au lac Usborne. Le facteur comparatif est basé sur le ratio des bassins versants des deux cours d'eaux. Trois stations de jaugeages furent évaluées pour obtenir les débits journaliers au site du lac Usborne. Un facteur comparatif fut appliqué pour chaque jauge donnant ainsi les débits journaliers simulés pour évaluer la production hydroélectrique au site du lac Usborne. Les résultats sont présentés dans le tableau 1.

Tableau 1

jauges	02KG001	02KG003	02LH004
localisation	rivière Coulonge près de Fort-Coulonge	rivière Coulonge en amont de la rivière Coulonge Est	rivière Picanoc près de Wright
période	1973-1992	1967-1971	1976-1992
bassin versant (km ²)	5 150	3 680	1 290
facteur comparatif	0.19	0.26	0.75
débit moyen journalier (m ³ /s)	14.19	15.15	13.38
débit maximal journalier (m ³ /s)	153.52	107.38	129.00
débit minimal journalier (m ³ /s)	1.73	2.27	1.97

Les courbes des débits classés créées par chaque jauge sont presque identiques (voir figure 1) les unes des autres pour le site du lac Osborne. À part d'une différence significative dans les superficies des bassins versants comparés, les reliefs, la végétation, et la proportion de la surface totale des lacs entre bassins versants se ressemblent énormément. Les stations de jaugeage 02KG001 et 02LH004 ont une période chronologique de l'écoulement plus importante (minimum de 17 ans) et reflètent, à long terme, d'une façon plus adéquate le comportement hydrologique de la rivière. Le tableau 1 et le graphique de la figure 1 confirment que les deux jauges avec une période chronologique de plus de 17 ans montrent des résultats pratiquement similaires.

La station de jaugeage 02KG001 a été sélectionné pour le calcul de la puissance électrique journalière au site.

5. CONFIGURATION DU PROJET

5.1. Aménagement général du site

Les rainures des vannes et le barrage sont en bonnes conditions. Le mécanisme de levage, les poutres de bois, et la plate-forme du barrage sont en très mauvais état. Une ouverture dans le barrage du côté droit (en regardant en amont) est nécessaire pour bâtir la prise d'eau. La centrale sera adjacente à la prise d'eau. L'entrée de la ou des turbine(s) sera localisé à la prise d'eau, donc aucune conduite forcée sera nécessaire.

Deux types d'aménagements de turbines ont été considéré pour le projet. La première alternative est de généré toute la production avec une seule turbine. La deuxième alternative consiste d'améliorer le facteur d'utilisation de la centrale en y installant deux plus petites turbines. Cette dernière alternative permet d'avoir un débit minimal turbinable inférieur que celle d'une turbine plus grosse et de produire plus d'énergie dans les périodes à faibles débits. L'installation de deux turbines permet une plus grande fiabilité des opérations. Dans les deux cas, la puissance hydroélectrique est la même. Les coûts, les revenus, et la simplicité de la construction sont des facteurs qui détermineront le choix de l'aménagement de une ou de deux turbine(s).

5.2. Puissance et production hydroélectrique

Huit alternatives d'aménagement de ou des turbine(s) ont été considéré pour le site. Toutes les alternatives utilisent le même type du turbine (i.e., Kaplan) pour les raisons mentionnées en section 3.0. Les alternatives diffèrent entre eux sur le débit turbinable maximal et le nombre de turbines utilisées. Le choix définitif du type et de la grosseur de la turbine, si le projet va de l'avant, sera dans étude une ultérieure sur les coûts et le choix des équipements mécaniques et électriques. Le tableau 2 montre la puissance et la production pour différentes configurations de turbine de type Kaplan.

FIGURE 1. RIVIERE COULONGE EST
Courbes de durée des débits
Site du Lac Usborne

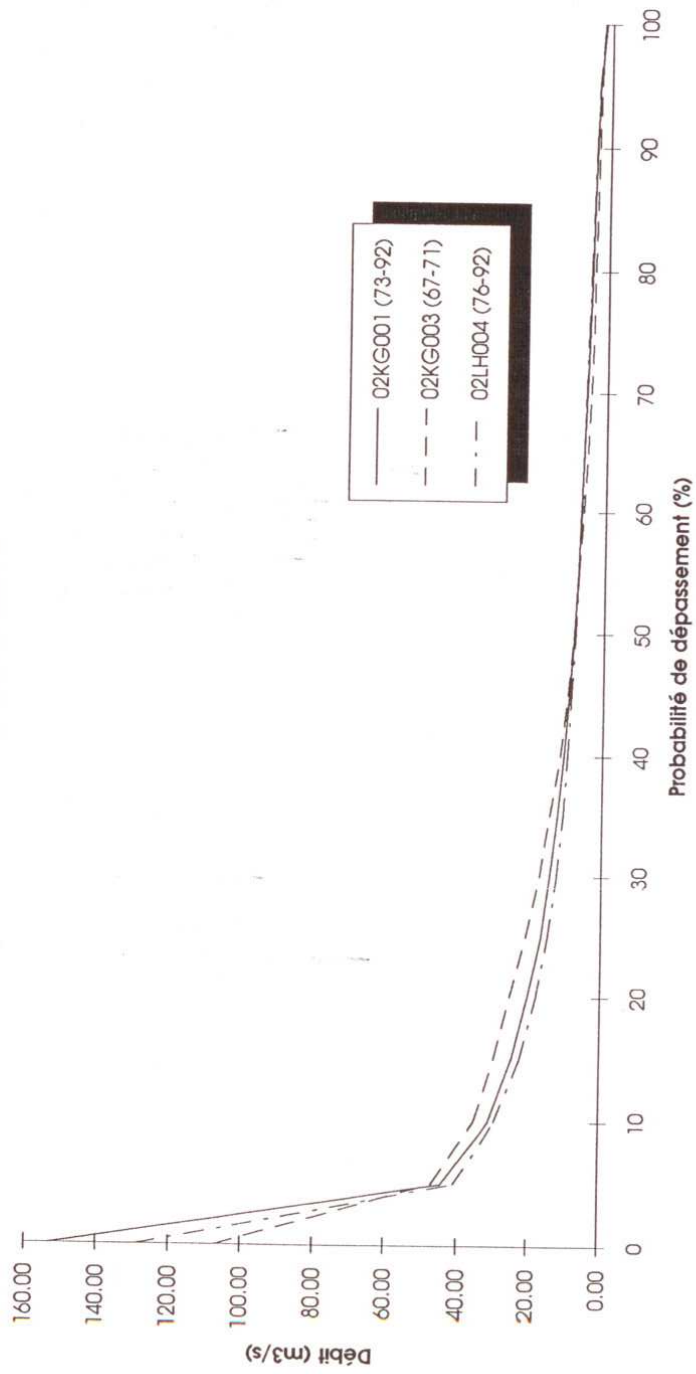


Tableau 2

alternative no.	nombre de turbines	débit turbinable (m ³ /s)	puissance électrique (kW)	facteur d'utilisation	production énergétique (GWh)
1	1	9	433	0.72	2.74
2	1	13	626	0.61	3.33
3	1	15	722	0.56	3.55
4	2	15	722	0.57	3.58
5	1	20	963	0.47	3.96
6	2	20	963	0.48	4.02
7	1	30	1,444	0.35	4.38
8	2	30	1,444	0.36	4.54

5.3. Ligne de transmission

M. Ronald Roberge, ingénieur à Hydro-Québec, a estimé un coût d'environ de \$2 100 000 pour la construction d'une ligne de 51.3 km. Les coûts de construction devront être acquittés par le promoteur. Ces frais incluent une ligne trois phases, un disjoncteur (\$100 000), et des régulateurs pour maintenir le voltage. Les coûts de l'interconnection et de protection sont extra.

Le promoteur devra défrayer les coûts d'entretien annuel de la ligne et des interventions en cas de panne par Hydro-Québec. Un coût minimal de \$20 000 annuellement est à prévoir.

6. REVENUS

Les revenus sont basés sur l'énergie produite annuellement et les tarifs d'Hydro Québec applicable en 1993 pour les producteurs privés (voir section 3.0). Le tableau 3 présente les revenus annuels pour chaque alternative. Ces revenus annuels sont des revenus *moyens* estimés sur une période de 20 ans avec le logiciel "SHR". Ces revenus moyens simulés devraient refléter les revenus annuels à long terme au site du lac Osborne. L'annexe A montre pour chaque alternative un sommaire de la production énergétique annuelle avec les débits journaliers simulés pendant la période 1973-1992.

Tableau 3

alternative	revenu annuel brute
1	\$139,869
2	\$165,964
3	\$175,541
4	\$177,235
5	\$192,534
6	\$196,119
7	\$219,229
8	\$217,605

Depuis le printemps 1994, Hydro-Québec ne négocie plus de contrat de vente d'électricité avec les producteurs privés pour une période indéterminée. Lors de la réouverture de nouveaux contrats avec les producteurs, la politique d'achat d'Hydro-Québec pourra être, alors, modifier de façon significative. Par conséquent, le promoteur devra, s'il y a lieu, réévaluer les revenus basés sur cette nouvelle politique.

7. ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'annexe B montre une analyse économique simplifiée des bénéfices actualisés. La valeur actualisée, pour chaque alternative, est basée sur les revenus annuels nets avec différents taux d'intérêts (8%, 10%, et 12%), différentes périodes d'amortissements (10, 15, et 20 ans), et un taux d'inflation annuel de 3%. Le revenu net est le revenu brut moins les coûts annuels. Les coûts annuels représentent 20% du revenus brut dans ce rapport, et comprend l'entretien normal, assurance, frais administratifs, etc.

La valeur actualisée est considérée dans cette étude comme le montant maximum qui peut être utilisé dans le projet.

Les expériences antérieures démontrent que le ratio minimum du coût total du projet sur la capacité (kW) d'un tel site est environ de \$2 000/kW.

8. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La configuration du site recommandée pour la simplicité et la durée de la construction serait;

- une prise d'eau à même le barrage (côté nord-est).
- la centrale adjacente à la prise d'eau, donc aucune conduite forcée n'est requise.
- excavation du canal de fuite en aval de la centrale pour maximiser la hauteur de chute.

- refaire les vannes et leurs mécanisme de levage et s'assurer de leurs capacités pour les crues de 100 ans.

Présentement, la ligne de transmission constitue un obstacle majeur au niveau de la réalisation du projet. Les bénéfices actualisés ne couvrent même pas le coût de construction de la ligne pour une période de quinze ans ou moins.

Ultérieurement, si la ligne de transmission n'est plus un problème, les alternatives qui ont un ratio bénéfice actualisée sur la capacité (kW) de plus de \$2 000/kW devront être considérées pour l'aménagement final du site. À ce moment, une étude des coûts détaillés sera requise afin d'optimiser la configuration du site.

ANNEXE A

SOMMAIRE DE LA PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE ANNUELLE



SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 1
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 1
DESIGN FLOW PER UNIT : 9 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 9 CMS
MIN. PLANT FLOW : 1 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 433 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 2743663 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$139,869
AVE. \$/kWh = \$0.0510
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.72

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 1

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	307	192886
2	269	149030
3	363	186720
4	353	237814
5	400	288639
6	433	296195
7	414	259421
8	355	186048
9	327	166776
10	424	260179
11	420	266165
12	405	253790

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 2
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 1
DESIGN FLOW PER UNIT : 13 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 13 CMS
MIN. PLANT FLOW : 1.5 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 626 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 3331068 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$165,964
AVE. \$/kWh = \$0.0498
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.61

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 2

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	322	195992
2	289	150050
3	477	210906
4	509	332626
5	578	416923
6	626	401960
7	551	297777
8	439	198793
9	381	174945
10	596	322412
11	556	333900
12	530	294786

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 3
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 1
DESIGN FLOW PER UNIT : 15 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 15 CMS
MIN. PLANT FLOW : 1.5 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 722 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 3553067 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$175,541
AVE. \$/kWh = \$0.0494
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.56

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 3

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	325	195911
2	292	149079
3	530	220837
4	588	378287
5	667	480774
6	720	442032
7	601	307945
8	468	200525
9	397	175446
10	664	340467
11	610	356953
12	571	304813

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 4
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 2
DESIGN FLOW PER UNIT : 7.5 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 15 CMS
MIN. PLANT FLOW : 1 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 722 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 3581620 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$177,235
AVE. \$/kWh = \$0.0495
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.57

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 4

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	329	199809
2	297	154100
3	531	224457
4	588	378546
5	667	480774
6	720	442134
7	602	309377
8	471	205075
9	401	180768
10	664	342110
11	610	357988
12	572	306482

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 5
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 1
DESIGN FLOW PER UNIT : 20 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 20 CMS
MIN. PLANT FLOW : 2 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 963 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 3958932 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$192,534
AVE. \$/kWh = \$0.0486
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.47

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 5

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	331	193472
2	297	145692
3	645	236186
4	784	487752
5	889	628191
6	899	506694
7	698	318694
8	521	197961
9	407	170034
10	772	366138
11	719	391414
12	640	316703

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 6
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 2
DESIGN FLOW PER UNIT : 10 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 20 CMS
MIN. PLANT FLOW : 1 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 963 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 4020849 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$196,119
AVE. \$/kWh = \$0.0488
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.48

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 6

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	340	201828
2	308	154820
3	648	242980
4	784	488436
5	889	628191
6	899	507194
7	700	322656
8	526	207243
9	414	182110
10	773	370306
11	720	394059
12	642	321026

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 7
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 1
DESIGN FLOW PER UNIT : 30 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 30 CMS
MIN. PLANT FLOW : 3 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 1444 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 4381598 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$208,415
AVE. \$/kWh = \$0.0476
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.35

PROJECT TITLE: LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE: 7

MONTH	AVE. MAX. POWER	AVE. ENERGY
1	340	181986
2	302	131085
3	787	235134
4	1176	686062
5	1328	845741
6	1085	548826
7	798	315932
8	525	177071
9	406	151965
10	839	376948
11	857	411009
12	713	319838

SUMMARY : LAC USBORNE (1250mm Kaplan)
ALTERNATIVE : 8
RATE TYPE: TIME-DIFFERENTIATED RATES

DESIGN HEAD : 6 m
NUMBER OF UNITS : 2
DESIGN FLOW PER UNIT : 15 CMS
TOTAL PLANT FLOW : 30 CMS
MIN. PLANT FLOW : 2 CMS
MIN. FLOW IN RIVER : .5 CMS

MAX. POWER : 1444 kW

YEARS : 1973 - 1992

RATES : Winter = \$0.0790
Summer = \$0.0398

AVE. ENERGY/YR = 4541524 kWh
AVE. REVENUE/YR = \$217,605
AVE. \$/kWh = \$0.0479
AVE. ANNUAL CAPACITY FACTOR = 0.36

ANNEXE B

ANALYSE ÉCONOMIQUE

Bénéfice actualisé pour chaque alternative

intérêt: 8%
inflation: 3%
période d'amortissement: 10 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$879,136	\$2,030
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,043,154	\$1,666
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,103,350	\$1,528
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,113,997	\$1,543
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,210,158	\$1,257
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,232,691	\$1,280
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,377,947	\$954
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,367,740	\$947

intérêt: 8%
inflation: 3%
période d'amortissement: 15 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$1,179,145	\$2,723
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,399,135	\$2,235
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,479,872	\$2,050
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,494,153	\$2,069
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,623,129	\$1,685
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,653,352	\$1,717
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,848,177	\$1,280
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,834,486	\$1,270

intérêt: 8%
inflation: 3%
période d'amortissement: 20 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$1,412,913	\$3,263
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,676,516	\$2,678
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,773,260	\$2,456
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,790,373	\$2,480
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,944,918	\$2,020
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,981,133	\$2,057
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$2,214,583	\$1,534
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$2,198,178	\$1,522

Bénéfice actualisé pour chaque alternative

intérêt: 10%
inflation: 3%
période d'amortissement: 10 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$803,094	\$1,855
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$952,925	\$1,522
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,007,914	\$1,396
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,017,640	\$1,409
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,105,483	\$1,148
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,126,068	\$1,169
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,258,760	\$872
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,249,435	\$865

intérêt: 10%
inflation: 3%
période d'amortissement: 15 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$1,037,417	\$2,396
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,230,966	\$1,966
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,301,999	\$1,803
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,314,563	\$1,821
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,428,037	\$1,483
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,454,627	\$1,511
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,626,035	\$1,126
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,613,990	\$1,118

intérêt: 10%
inflation: 3%
période d'amortissement: 20 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$1,202,710	\$2,778
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,427,097	\$2,280
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,509,448	\$2,091
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,524,014	\$2,111
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,655,568	\$1,719
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,686,395	\$1,751
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,885,114	\$1,305
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,871,149	\$1,296

Bénéfice actualisé pour chaque alternative

intérêt: 12%
inflation: 3%
période d'amortissement: 10 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$736,100	\$1,700
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$873,432	\$1,395
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$923,834	\$1,280
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$932,749	\$1,292
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,013,264	\$1,052
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,032,131	\$1,072
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,153,754	\$799
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,145,207	\$793

intérêt: 12%
inflation: 3%
période d'amortissement: 15 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$919,344	\$2,123
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,090,864	\$1,743
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,153,812	\$1,598
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,164,947	\$1,613
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,265,506	\$1,314
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,289,069	\$1,339
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,440,969	\$998
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,430,295	\$991

intérêt: 12%
inflation: 3%
période d'amortissement: 20 ans

alternative	Capacité (kW)	revenu brute annuel	coûts annuels	revenu net annuel	bénéfice actualisé	bénéfice par kW
1	433	\$139,869	\$27,974	\$111,895	\$1,036,382	\$2,393
2	626	\$165,964	\$33,193	\$132,771	\$1,229,737	\$1,964
3	722	\$175,541	\$35,108	\$140,433	\$1,300,700	\$1,802
4	722	\$177,235	\$35,447	\$141,788	\$1,313,252	\$1,819
5	963	\$192,534	\$38,507	\$154,027	\$1,426,612	\$1,481
6	963	\$196,119	\$39,224	\$156,895	\$1,453,176	\$1,509
7	1,444	\$219,229	\$43,846	\$175,383	\$1,624,413	\$1,125
8	1,444	\$217,605	\$43,521	\$174,084	\$1,612,380	\$1,117

ANNEXE C

SCHÉMAS PRÉLIMINAIRES DU SITE