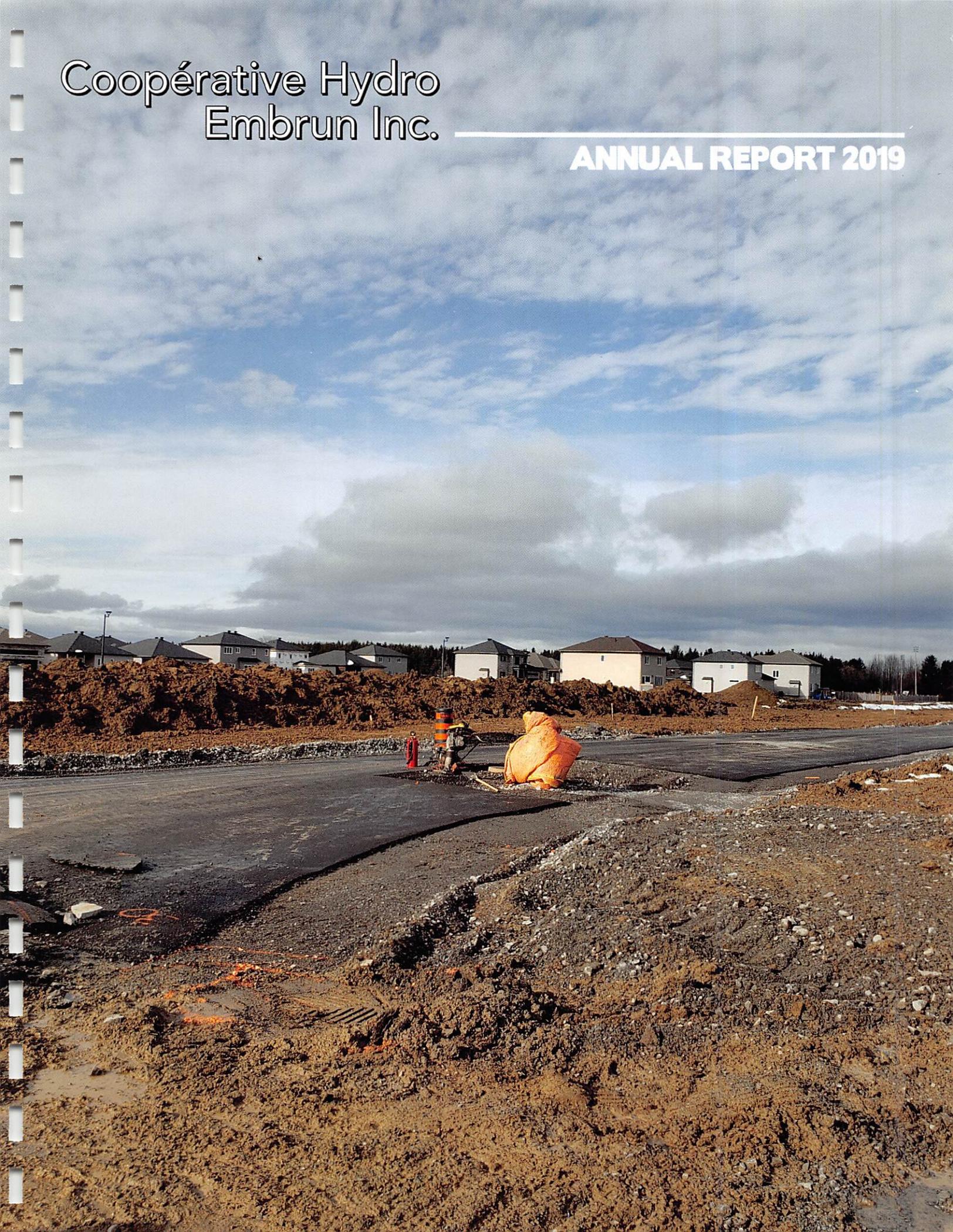


# Coopérative Hydro Embrun Inc.

---

**ANNUAL REPORT 2019**



**SUITE 200, 821 NOTRE-DAME STREET  
EMBRUN ON K0A 1W1**

**BUSINESS HOURS**

<b>Monday</b>	<b>9:00 a.m. to 5:00 p.m.</b>
<b>Tuesday</b>	<b>9:00 a.m. to 5:00 p.m.</b>
<b>Wednesday</b>	<b>9:00 a.m. to 5:00 p.m.</b>
<b>Thursday</b>	<b>9:00 a.m. to 5:00 p.m.</b>
<b>Friday</b>	<b>9:00 a.m. to 5:00 p.m.</b>

---

**STANDBY SERVICE IN CASE OF A POWER OUTAGE  
24-HOUR SERVICE**

<b>Telephone:</b>	<b>613 443-5110</b>
<b>Fax:</b>	<b>613 443-0495</b>
<b>Email:</b>	<b><u><a href="mailto:info@hydroembrun.ca">info@hydroembrun.ca</a></u></b>
<b>Website:</b>	<b><u><a href="http://www.hydroembrun.ca">www.hydroembrun.ca</a></u></b>
<b>Facebook page:</b>	<b>Coopérative Hydro Embrun</b>

## Table of Contents

NOTICE OF MEETING.....	3
ADMINISTRATORS – 2019.....	4
AGENDA.....	5
MINUTES.....	6
18 <sup>TH</sup> Annual General Meeting held on Tuesday, April 16, 2019.....	6
MESSAGE FROM THE BOARD OF DIRECTORS.....	13
COMPARAISON OF RESIDENTIALS RATES.....	15
REQUEST TO THE ONTARIO ENERGY BOARD.....	16
CAPITAL EXPENDITURES.....	17
HISTORICAL COMPARAISON OF ENERGY COSTS.....	18
NUMBER OF CLIENTS PER DISTRIBUTION COMPANY.....	20
ENERGY COSTS PER DISTRIBUTION COMPANY.....	22
2019 HIGHLIGHTS.....	25
STATISTICS.....	27
DIVIDENDS PAID SINCE THE COOPERATIVE’S INCEPTION.....	28
SOCIAL AUDIT.....	29
FINANCIAL STATEMENTS.....	31
BYLAW AMENDMENTS.....	61
APPOINTMENT OF ADMINISTRATOR.....	62
SPORTS COMPLEX DONATION.....	63
FAREWELL MESSAGE FROM PIERRE CARRIÈRE.....	64
SERVICES PROVIDED THE COOPÉRATIVE.....	65
APPENDIX	

## NOTICE OF MEETING

*We hereby invite you to Coopérative Hydro Embrun Inc.'s Annual General Meeting to be held:*

**Tuesday, April 14, 2020, 7:00 p.m.  
5 Forget Street, Embrun**

**Only members and their spouses can attend the Annual General Meeting.**

Jean Martel  
President

Jean Gauthier  
Secretary

## **ADMINISTRATORS – 2019**

### **BOARD OF DIRECTORS**

JEAN MARTEL	President	2021
JEAN GAUTHIER	Secretary	2020
PIERRE CARRIÈRE	Administrator	2019

### **STAFF**

BENOIT LAMARCHE	Executive Director
BRIGITTE LAROCQUE	Administrative Coordinator
LUC PRÉVOST	Collections Officer/Customer Service

### **DISTRIBUTION SYSTEM CONTRACTOR**

SPROULE POWERLINE

### **ENGINEER**

STANTEC CONSULTING GROUP

### **FOUNDING MEMBERS**

GEORGES CARDINAL	LUC BRUYÈRE
CAMILLE PICHÉ	JEAN LESSARD
JEAN MARTEL	LUCIE LAPOINTE
JEAN-PAUL LAFRANCE	PIERRE CARRIÈRE
DIANE ROY	

## **AGENDA**

- 1) Call to Order and Quorum
- 2) Adoption of the Agenda
- 3) Approval of Minutes – Annual General Meeting Held on April 16, 2019
- 4) Board of Directors' Message
- 5) Highlights — Statistics — Social Audit
- 6) Auditor Report and Financial Statements Overview
- 7) Appointment of Auditors
- 8) A Word from the Executive Director
- 9) Dividends
- 10) Bylaw Amendments
- 11) Election to the Administrator Position
- 12) Donation to Township of Russell Recreational Complex Project
- 13) Farewell Message from Mr. Pierre Carrière
- 14) Question Period
- 15) Attendance Prizes for Members
- 16) Adjournment of the Meeting

**A light lunch will be served.**

## MINUTES

18<sup>th</sup> Annual General Meeting held on Tuesday, April 16, 2019

### Member Registration

Member registration from 6:30 p.m. to 7:00 p.m.: Félix Lalonde, Pierre Carrière, Brigitte Larocque, Jean Martel, Alain Viau, Raymond Fortin, Georgette Bisailon, Jeannine Duval, Jean Gauthier, Réjean Gervais, Claude Bastien, Hélène Doré, Claudette Doré, Jeannette Marcil, Thérèse St-Amour, Raymonde Thibault, Louise Ménard, Marie-Berthe Bourdeau, Claire Daoust, Juliette Bourdeau, Denis Brisson, Francine Martel, Louis Bourdeau, Marielle Richard, Jean-Jacques Arcand, Maurice Godard, Laurent Laplante, Michel Provost, Albert Bélanger, Giovanni Damato, Paul Roy, Jean-Paul Leroux, Huguette Clément, Robert Lavigne, Pierre Potier, Jacques Maheu, Daniel Clément, Claude Clark, Diane Carrière, Dolores Brisson, Thérèse Ménard, Maurice Lafrance, Jacqueline Lanthier, Bernard Racine, Marcel Perras, Hélène Grégoire, Richard Clément, Jean Murphy, Jean-Yves Dionne, Diane Ménard, Laurent Vincent, Oscar Forgues, Léonard Guénette, Aurel Major, Laurent Rhéault, Chris Humeniuk, Rachel Levesque, Marcel Blanchard, Germain Cadieux, Sylvia Lachance, Agathe Pilon, Claude Brisson, Claude Grégoire, Claude Lafrance, Patrick Therrien, Gérard Lemieux, Roger Goulet, Gilles Gratton, Jean-Maurice Gaudreau, Daniel Lafleur, Ron Thériault, Daniel Piché, Alain Lanthier, Edgar Brisson, Maurice Lemieux.

**Other participants:** Benoit Lamarche, executive director of the Cooperative, Sylvain Levac, BDO, Rita Gervais, Diane Arcand, Diane Levesque, Pierrette Bourgie, Marc Ryan, Kevin Di Valerio, Lorraine Laplante, Michèle Gervais, Marie-Jeanne Bélanger, Éva Landry, Fernand Bourdeau, Denis Arcand, Rita Gervais.

**1. Call to Order and Quorum**

Mr. Jean Martel began the meeting at 7:15 p.m. by welcoming members to the 18<sup>th</sup> annual meeting and thanking them for their consistent presence. After reading the notice of meeting, 75 members were present.

**2. Adoption of the Agenda**

Mr. Jean Martel presented the agenda.

Proposed by Réjean Gervais

Seconded by Jeannine Duval

That the agenda be adopted as presented.

Accepted.

**3. Approval of Minutes – Annual General Meeting Held on April 18, 2018,**

Mr. Jean Martel presented the minutes of the meeting.

Proposed by Jeannine Duval

Seconded by Giovanni Damato

That the April 18, 2018, meeting minutes are adopted as presented.

Accepted.

#### 4. Board of Directors' Message

M. Jean Martel reads the message, starting with the Cooperative's mission. He explains the purpose of a cooperative, as described in the *Ontario Co-operative Corporations Act*.

He continues by listing the changes that Doug Ford's government wants to implement. He also mentions the Ontario Energy Commission's study on the governance of the Board of directors of electricity distributors.

M. Martel explains that the 33% transfer tax exemption granted to distributors with fewer than 30,000 clients ends on December 31, 2022.

In conclusion, he mentions that a study was conducted by the Board of directors in 2018 to determine the pros and cons of selling the Cooperative's assets, and that it was up to the Cooperative's members to determine its future.

Questions and comments:

M. Patrick Therrien, representing Coopérative agricole d'Embrun, asks if the study is complete, whether it was conducted internally and at what cost.

The invoiced expenses are shown onscreen by Mr. Félix Lalonde.

M. Therrien presents two documents, a letter from Société Professionnelle Jean Martel that the Coop agricole received stating that the Coop agricole cannot, by law, proceed with a merger, and a message sent to members regarding his nomination.

M. Therrien mentions that this is a lack of impartiality and a conflict of interests, according to Article 3.4 of the Bar's code of ethics, which mentions avoiding conflicts of interests.

M. Martel replies that the Cooperative's Board of directors passed a resolution to retain his services, as he is one of the only francophone lawyers in Ontario with electrical expertise.

M. Therrien questions the \$33,000 salary for directors, as opposed to \$27,000 for the Cooperative agricole.

M. Carrière mentions that the directors work many hours; he himself works over forty hours a month, and the salary is well deserved.

Proposed by Michel Provost  
Seconded by Jean-Jacques Arcand  
That the Board of Directors' Message is approved.

Accepted.

## 5. 2018 Highlights

Mr. Jean Gauthier summarizes the 2018 highlights:

- The financing agreement that has been reached with Caisse populaire Nouvel-Horizon for \$714,242.61;
- The Greensaver report for the 2015–2017 conservation plan;
- The recognition given to Pierre Carrière;
- The Quasar firm report asserting the Cooperative's compliance with Ontario Regulation 22/04;
- Hydro One extends the agreement in case of a major outage;
- The Cooperative proceeds to improve the Scada system with the K-Line firm;
- The government announces an extension on the tax transfer;
- The Board of directors passes a resolution to repay \$100,000.00 on the bank loan;
- 62 new connected service points are now operating.

### Statistics

Mr. Benoit Lamarche presents various graphs:

- A comparison of residential rates;
- Capital expenses for 2014–2018;
- Historical comparison of energy costs;
- Number of clients per distribution company;
- Energy costs per distribution company;
- Kilowatt hours sold to various categories for a total of 29,345,468 kWh for 2,323 clients;
- Dividends paid since the Cooperative's inception.

### QUESTION:

Mr. Patrick Therrien asks, in regards to the energy costs by distribution company, how operation fees can be maintained.

The Executive Director mentions that the operation fees are approved by the Ontario Energy Commission, and that a budget is prepared annually.

Mr. Therrien suggests different ways to cut costs and mentions that the Coop agricole could help out by offering free space and administrative support.

Mr. Jean Martel mentions that for the past 20 years, we've been repeating that we're a micro-distributor. We cannot expand our coverage or purchase another distributor because of our small size.

Mr. Maurice Godard requests an explanation of the table on page 16 listing the contributions and grants.

The Executive Director mentions that the amounts listed in this category mainly stem from the developer's contribution when creating a subdivision plan.

The Executive Director analyzes the energy costs for 2013–2019.

M. Oscar Forgues compares Hydro One costs with those of Coopérative Hydro Embrun and mentions that it would be impossible to receive French-language services with Hydro One.

M. Martel adds that the Cooperative is rated #1, because it is more efficient, but it's harder since all providers operate on a contractual basis, which can be a weakness.

### **Social audit**

Mr. Pierre Carrière sums up the social outcomes:

- After 18 years, the Cooperative is thriving, even in the face of all its changes. The directors have protected the interests of the Cooperative's members;
- The directors have contributed to developing human resources;
- Donations are made to various local organizations;
- The Cooperative is actively involved in the community's progress.

Proposed by Maurice Godard

Seconded by Jean-Maurice Gaudreau

That the highlights, statistics and social audit be adopted as presented.

Accepted.

### **6. 2018 Auditor Report and Financial Statements Overview**

Mr. Sylvain Levac, BDO Auditor, presented the Auditor Report and Financial Statements as they appear in the 2018 annual report.

Proposed by Jacques Maheu

Seconded by Laurent Laplante

That the 2018 Auditor Report and Financial Statements are adopted as presented.

Accepted.

### **7. Appointment of Auditors**

The President informed the participants that the Cooperative had not received any proposals for the appointment of a new auditing firm. Accordingly, he requested a proposal to confirm BDO as the auditor of Coopérative Hydro Embrun Inc. for the year ending December 31, 2019.

Proposed by Jean-Paul Leroux

Seconded by Claude Brisson

That the firm BDO is appointed as auditor of Coopérative Hydro Embrun Inc. for the fiscal year ending December 31, 2019.

Accepted.

**8. Presentation by Assistant Director**

Félix Lalonde, assistant director, presents the Cooperative's portal.

Proposed by Maurice Godard

Seconded by Mariette Richard

That the assistant director's presentation be adopted.

Accepted.

**9. A Word from the Director General, Benoit Lamarche**

Mr. Lamarche presents the 2019 capital budget and reports on power outages in 2018.

Comment:

Mr. Michel Provost mentions that clients aren't informed of power outages. He also mentions that Hydro One has a system to inform its clients of power outages and let them know when the power will return.

Proposed by Michel Provost

Seconded by Raymond Fortin

That the Director General's report be accepted as presented.

Accepted.

**10. Ratifying and adopting the dividends to be distributed**

Mr. Jean Martel read out the proposal from the meeting of administrators held on March 22, 2019.

Proposed by Pierre Carrière, seconded by Jean Gauthier.

That the dividends to be distributed for 2018 be 14.19% of net benefits before taxes in the amount of \$35,000, as of December 31, 2018. The dividend amount also represents 5.12% of the distribution costs (\$684,243.47) paid by the member. This proposition will be submitted for approval at the Annual General Meeting on August 16, 2019.

Proposed by Jeannine Duval

Seconded by Jean-Paul Leroux

That the dividends to be distributed be adopted as presented.

Accepted.

**11. Merger offer received from Coop agricole d'Embrun Itée**

M. Jean Martel explains that, as pertains to the Coop agricole's merger offer, it is legally impossible for the Cooperative to merge with another company, unless it was another electricity distributor. M. Martel also explains that a merger with another electricity distributor would require assent from the Township of Russell, pursuant to a contract signed with the Township when creating Coopérative Hydro Embrun Inc.

M. Pierre Carrière explains that, according to this same contract signed with the Township of Russell, should a sale occur, a committee made up of three board members and two councilmen would be established to manage the funds. The Cooperative would continue to exist.

M. Therrien mentions that the Cooperative shared the Coopérative agricole merger proposal with its members, while that document was confidential, in his opinion.

M. Martel mentions that all Board resolutions for Coop agricole and Coopérative Hydro Embrun Inc., as well as any documents pertaining to those resolutions, can be viewed by members at all times.

M. Martel mentions that the rent paid by Coopérative Hydro Embrun Inc. to Papeterie Germain isn't very high.

M. Therrien mentions that Coopérative agricole employees could do some work for Coopérative Hydro Embrun Inc., without going into details.

## **12. Election to the Administrator Position**

The President read the nomination report. This year, a position is open. The Cooperative had received two nominations by December 31, 2018: Mr. Jean Martel, proposed and seconded by Hélène Grégoire and Jean-Paul Leroux, and Mr. Maurice Godard, proposed and seconded by Claude Grégoire and Claude Lafrance.

M. Paul Roy is named returning officer and Marc Ryan and Sylvain Levac are named scrutineers.

The returning officer gives each candidate five minutes to address the members.

Mr. Paul Roy explains the election process to the members. He asks the members to vote and leave their ballots in the blue box overseen by Ms. Brigitte Larocque.

Once the votes have been counted, the returning officer announces that 75 votes were cast, two of which were rejected. Mr. Jean Martel is elected as a director for a three-year term.

Mr. Roy asks for a resolution to destroy the ballots.

Proposed by Francine Martel

Seconded by Maurice Godard

That the ballots be destroyed.

Accepted.

The President requested a proposal to confirm that the election period is closed.

Proposed by Laurent Vincent

Seconded by Germain Cadieux

That the election period be closed.

Accepted.

## **13. Question Period: none**

**14. Attendance Prizes for Members: 10 prizes of \$50 each**

The winners are: Marcel Perras, Paul Major, Paulette Leroux, Jeannine Duval, Marcel Blanchard, Georgette Bisailon, Robert Lavigne, Réjean Gervais, Oscar Forgues, Maurice Lafrance.

**15. Adjournment of the Meeting**

The President, Mr. Jean Martel, requested that the meeting be adjourned.

Proposed by Laurent Laplante

Seconded by Hélène Doré

The meeting was adjourned at 8:00 p.m.

Accepted.

\_\_\_\_\_  
Jean Martel, President

\_\_\_\_\_  
Jean Gauthier, Secretary

**Members were invited to share a light lunch.**

## MESSAGE OF THE BOARD OF DIRECTORS

It is always a pleasure for the Board to present to its members its annual report and message. The Board Members are: Jean Martel, Pierre Carrière and Jean Gauthier.

### 1. Electricity – Public or private?

At the beginning of the 20th century, the new electricity industry in Toronto was in the hands of a few private companies, mostly American. Adam Beck was a businessman, politician and militant in favour of the nationalization of electricity generation and distribution in Ontario. With the slogan “Power at cost,” he convinced Prime Minister Whitney of Ontario to name him as the head of a commission of inquiry to study the matter. In 1906, Whitney named Beck at the head of the Hydro-Electric Power Commission of Ontario (Ontario Hydro) which had recently been formed. When Ontario Hydro started to distribute electricity, the prices dropped by 87% and would stay lower by a third than the rates in the United States. See the article by James H. March annexed to this report.

It would be too long to give you here the complete history of the political intervention in the field of hydroelectricity in Ontario and the debate over the sale of Ontario Hydro assets to the private sector. You will find annexed to this annual report a series of interesting articles on the subject that I recommend you read.

### 2. The subsidization of electricity rates

The subsidization of electricity is a political game that is expensive to Ontarians. The revenue short fall must be fulfilled by the general revenue of the province or by government borrows which was at 5.6 billion as of January 2020! See the article by Ryan Forbes annexed to this report.

### 3. The Governance of the Cooperative

The Ontario Energy Board (OEB) recommends that your Cooperative comply with the governance criteria identified as follows:

- independence of directors;
- competence of directors;
- structure and function of the Board and the subcommittees;
- documentation and practices.

The purpose of the OEB in this regard is to establish governance criteria and try to measure the performance of electricity distributors based on its governance criteria.

The OEB believes that the quality of governance is an important factor in excellence in electricity distributor performance, and an important indicator of the ability of the electricity distributor to achieve the objectives desired and hoped for by its customers. See the recommendations of the OEB in the appendix to this report.

To this end, you will have to vote to increase our board of directors of the Cooperative from three (3) to five (5) members for the election of its additional members at the annual general meeting (AGM) of next years.

#### 4. The future of the Cooperative

At last's year annual general meeting, you voted in favour of a presentation on the future of the Cooperative.

In October 2018, Mr. Richard Dicerni submitted his report on the modernization of the OER to the Ford Government. However, it is only in January 2020 that the Ford Government named Mr. Dicerni as chairman of the Board of Directors of the OEB.

Before giving you the presentation on the future of the Cooperative, we want to know what impact the changes that will be brought to the EOB by Mr. Dicerni will have on the Cooperative.

#### 5. The 2019 financial results of your Cooperative

We are very proud of our financial results. We believe these are the result of the skill and dedication of our employees and the experience of the members of your board of directors. I want to thank our employees publicly and in writing for their contribution to our financial results and for the excellent service they provided to our members.

Dated in Embrun this 18<sup>th</sup> day of March 2020.

Your President,

*Jean Martel*

## COMPARISON OF RESIDENTIAL RATES

Company	Consumption (kWh)	Distribution costs*	2019 PEG Report**	Total amount of invoice***	Service costs****
Hydro Hawkesbury January 1, 2020	750	\$18.12	1	\$106.95	January 1, 2018
Ottawa River Power May 1, 2019	750	\$23.95	2	\$114.76	May 1, 2016
Ottawa Hydro January 1, 2020	750	\$27.79	4	\$114.85	January 1, 2016
Renfrew Hydro January 1, 2020	750	\$25.73	3	\$117.50	January 1, 2017
Hydro One Urban density January 1, 2020	750	\$36.37	4	\$125.15	January 1, 2018
Hydro 2000 May 1, 2019	750	\$30.57	2	\$125.36	July 1, 2012
Hydro One Average density January 1, 2020	750	\$59.60	4	\$126.54	January 1, 2018
Hydro One (Rural) January 1, 2020	750	\$68.85	4	\$128.40	January 1, 2018
Coopérative Hydro Embrun January 1, 2020	750	\$36.63	1	\$129.68	January 1, 2018

\* Distribution costs include the annual fixed rate and volumetric distribution rate, if need be.

\*\*The PEG Report – August 2019 (Pacific Economics Group Research) is presented to the Ontario Energy Board each year to demonstrate the effectiveness of distribution companies.

The utility company must effectively manage its costs to ensure that clients get the best service for the rate they pay. The total costs of the public service are assessed with the aim of producing a single efficiency ranking. The efficiency ranking is divided into five groups defined according to the value of the difference between the actual and expected costs of each public service. Distributors whose actual costs are lower than expected costs are considered more efficient.

\*\*\*The total cost of the invoice includes energy costs, delivery costs, regulated charges, variance provision costs, the 31.8% provincial discount and HST. (Source: Ontario Energy Board)

\*\*\*\*The year of the distribution company's last cost of service.

## REQUEST TO THE ONTARIO ENERGY BOARD

Hydro Ottawa Limited has placed a request with the Ontario Energy Commission to set its electricity distribution rates each year for the next five years, starting on January 1, 2021, and ending December 31, 2025. If the request is approved as is, the amount Hydro Ottawa Limited would charge an average residential customer using 750 kWh a month the following increase:

2021	2022	2023	2024	2025
\$1.31 / \$29.10	\$2.18 / \$31.28	\$1.84 / \$33.12	\$0.98 / \$34.10	\$0.61 / \$34.71

## RATE FORECAST FOR COOPÉRATIVE HYDRO EMBRUN INC.

2021	2022	2023	2024	2025
\$0.73 / \$37.36	\$0.75 / \$38.11	\$0.76 / \$38.87	\$0.78 / \$39.65	\$0.79 / \$40.44

## CAPITAL EXPENDITURES

	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>SOFTWARE</b>	\$ 1,308.00	\$ 1,365.00	\$ 11,068.31	\$ 1,080.67	\$ 2,988.02	\$ 17,809.82
<b>ELECTRICAL STATIONS</b>	\$ -		\$ -	\$ 6,900.00	\$ -	\$ 6,900.00
<b>EQUIPMENT OF ELECTRICAL STATIONS</b>	\$ 75,410.00	\$ 50,012.77	\$1,539,093.69	\$ 935.00	\$ 40,676.74	\$1,632,318.20
<b>TERMINALS, FITTINGS</b>	\$ 2,663.00	\$ 74,099.00	\$ -	\$ 47,975.00	\$ 2,500.00	\$ 92,069.04
<b>OVERHEAD CONDUCTORS, DEVICES</b>	\$ 885.00	\$ 229,394.71	\$ 90,513.00	\$ 20,180.94	\$ 38,774.50	\$ 379,747.65
<b>UNDERGROUND CONDUCTORS, DEVICES</b>	\$ 144,092.15	\$ 28,769.20	\$ -	\$ 17,800.00	\$ 2,360.20	\$ 193,021.55
<b>LOW-VOLTAGE TRANSFORMERS</b>	\$ 110,237.50	\$ 39,618.50	\$ 25,940.25	\$ 91,267.00	\$ 68,079.58	\$ 316,267.84
<b>NEW SERVICES FOR CLIENTS</b>	\$ 15,074.00	\$ 22,175.00	\$ 67,017.55	\$ 20,818.50	\$ 23,364.00	\$ 148,059.05
<b>METERS</b>	\$ 9,244.26	\$ 8,523.00	\$ 15,232.53	\$ 17,551.77	\$ 16,371.94	\$ 66,923.24
<b>OFFICE FURNITURE AND EQUIPMENT</b>	\$ 961.60	\$ 1,563.15	\$ 700.60	\$ 2,772.49	\$ 908.54	\$ 6,906.38
<b>COMPUTER EQUIPMENT AND HARDWARE</b>	\$ 1,384.95	\$ 2,159.94	\$ 1,340.08	\$ -	\$ 4,597.94	\$ 9,482.91
<b>TESTING EQUIPMENT AND MEASURING INSTRUMENTS</b>	\$ -	\$ 7,415.08	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 7,415.08
<b>GRANTS AND CONTRIBUTIONS</b>	\$ (148,144.20)	\$ (6,450.50)	\$ (75,884.00)	\$ (60,244.54)	\$ (11,125.00)	\$ (301,848.24)
	\$ 213,116.26	\$ 458,644.85	\$1,675,022.01	\$ 167,036.83	\$189,496.46	\$2,575,462.52

## HISTORICAL COMPARISON OF ENERGY COSTS

Monthly consumption: 750 kWh

Year	Fixed price	Price on a volumetric basis	Invoice total (%)	Invoice total (\$)	Changes in monetary value	Process	Distribution costs
2020	\$36.63	\$0.0000	2.36%	\$129.68	\$2.99	IRM	36,63 \$
2019	32,11 \$	\$0.0032	2.67%	126,69 \$	3,30 \$	IRM	34,51 \$
2018	27.84 \$	0.0064\$	7.15%	123,39 \$	8,23 \$	Service costs	\$32.64
2017	\$21.87	\$0.0072	-22.88%	\$115.16	(\$34.17)	IRM	\$27.27
2016	\$18.25	\$0.0106	14.51%	\$149.33	\$18.92	IRM	\$26.20
2015	\$14.77	\$0.0138	16.16%	\$130.41	\$18.14	IRM	\$25.12
2014	\$14.56	\$0.0136	7.69%	\$112.27	\$8.02	Service costs	\$24.76
2013	\$13.70	\$0.0128	0.65%	\$104.25		IRM	\$23.30

### Analysis

#### 2014-15: \$18.14

- Power costs increased from \$110.39 in 2014 to \$128.23.
- We also noticed a monthly increase of \$0.30 in distribution costs.

#### 2015-16: \$18.92

- We eliminated the OCEB 10% credit on the total invoice amount.
- Power costs also increased from \$128.23 in 2015 to \$132.15.
- We also noticed a monthly increase of \$1.08 in distribution costs.

#### 2016-17: -\$34.17

- We noticed a 15% decrease in power costs due to reductions provided for in the Ontario Fair Hydro Plan (8% discount from the Government of Ontario and 17% discount through flat-rate pricing).
- We also noticed a monthly increase of \$1.07 in distribution costs.

#### 2017-18: \$8.23

- The variance provision represented \$1.86 in additional costs.
- We also noticed a monthly increase of \$5.37 in distribution costs.
- There was also an increase of \$1.20 in low-voltage rates.

**2018-19: \$3.30**

- We added a variance provision representing \$1.44.
- We also noticed a monthly increase of \$1.87 in distribution costs.

**2019-2020: \$2.99**

- We also noticed a monthly increase of \$2.12 in distribution costs.

## NUMBER OF CLIENTS PER DISTRIBUTION COMPANY

Hydro One Network Inc. (Urban Density)	1,333,601
Alectra Utilities Corporation	991,102
Toronto Hydro Electrical System Ltd.	772,624
Hydro Ottawa Limited	335,320
London Hydro	159,039
Veredian Connection Inc.	121,826
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	96,827
Enwin Utilities Ltd	88,978
Oakville Hydro Distribution Inc	72,108
Burlington Hydro Inc.	67,940
Energy + Inc.	65,402
Entregus Powerlines Inc.	59,186
Oshawa PUC Networks Inc.	58,745
Waterloo North Hydro Inc.	57,471
Hydro One Network Inc. (Norfolk, Haldimand, Woodstock)	56,700
Guelph Hydro	55,673
Niagara Peninsula Energy Inc.	55,593
Thunder Bay Hydro Distribution	50,950
Greater Sudbury Hydro Inc.	47,728
Newmarket - Tay Power Distribution	43,524
Whitby Hydro Electric Corp	42,906
Brantford Hydro Inc.	39,904
Milton Hydro Distribution Inc.	39,576
Peterborough Distribution Inc.	37,139
Bluewater Power Distribution Corp	36,691
PUC Distribution Inc.	33,613
Essex Powerline Corporation	30,012
Canadian Niagara Power Inc.	29,245
Kingston Hydro Corporation	27,658
North Bay Hydro Distribution Ltd	24,172
Westario Power Inc.	23,547
Welland Hydro Electrical System Corp.	23,366
Halton Hills Hydro	22,442
Festival Hydro	21,369
ERTH Powerline Corporation	19,238
Inpower Corporation	18,163
EPCOR Electricity Distribution Ontario Inc.	17,488
Orillia Power Distribution Corp.	14,091

Wasaga Distribution Inc.	13,789
Lakeland Power Distribution	13,644
Orangeville Hydro Ltd.	12,583
E.L.K. Energy Inc.	12,401
Algoma Power Inc.	11,721
Grimsby Power Inc.	11,551
Ottawa River Power Corp.	11,247
Lakefront Utilities Inc.	10,450
Niagara on the Lake Hydro Inc.	9,461
Tillsonburg Hydro Inc.	7,123
Centre Wellington Hydro	7,022
Rideau St. Lawrence Distribution Inc.	5,909
Northern Ontario Wires Inc.	5,903
Kenora Hydro Corporation	5,565
Hydro Hawkesbury Inc.	5,547
Renfrew Hydro Inc.	4,312
Hydro One Remote Communities Inc.	4,180
West Coast Huron Energy Inc.	3,869
Wellington North Power Inc.	3,805
Fort Frances Power	3,745
Espanola Regional Hydro	3,303
Sioux Lookout Hydro Inc.	2,839
Hearst Power Distribution Ltd	2,697
Coopérative Hydro Embrun Inc.	2,355
Atikokan Hydro Inc.	1,636
Hydro 2000 Inc.	1,262
Chapleau Public Utilities	1,208

Source: Ontario Energy Board (directory as of December 31, 2018, published on August 19, 2019). Available online at: [https://www.oeb.ca/oeb/Documents/RRR/2018\\_Yearbook\\_of\\_Electricity\\_Distributors.pdf](https://www.oeb.ca/oeb/Documents/RRR/2018_Yearbook_of_Electricity_Distributors.pdf).

## ENERGY COSTS PER DISTRIBUTION COMPANY

Total costs include:

- Energy costs
- Delivery costs
- Regulated costs
- Variance provision costs
- 31.8% provincial discount
- HST

Source: Ontario Energy Board (January 2019). Available online at:  
<https://www.oeb.ca/consumer-protection/energy-contracts/bill-calculator>.

Note: Total costs for each distribution company are based on the rates in effect on January 1, 2020, and May 1, 2019.

Distribution company	Total cost for 750 kWh
Algoma Power Inc.	\$135.37 Jan.
Coopérative Hydro Embrun Inc.	\$129.68 Jan.
Inpower Corporation	\$128.74 Jan.
Hydro One Network Inc. R2	\$128.40 Jan.
Toronto Hydro Electrical System Ltd.	\$127.28 Jan.
Hydro One Network Inc. (Medium Density) -R1	\$126.54 Jan.
Wellington North Power Inc.	\$126.11 May
Hydro 2000 Inc.	\$125.36 May
Hydro One Network Inc. (Urban Density)	\$125.15 Jan.
Lakeland Power Distribution- Parry Sound	\$124.91 May
Hydro One – Norfolk Power Distribution	\$123.62 May
Hydro One – Haldimand County Hydro	\$123.53 May
Atikokan Hydro Inc.	\$123.50 May
Northern Ontario Wires Inc.	\$122.56 May
- Newmarket Tay Power Distribution - Former Midland Power	\$121.58 May
Westario Power Inc.	\$121.00 Jan.
Lakeland Power Distribution	\$120.59 May
Chapleau Public Utilities	\$119.78 May
Niagara Peninsula Energy Inc.	\$119.47 May
Espanola Regional Hydro	\$119.42 Jan.
ERTH Power Corporation Main Zone	\$119.06 May
ERTH Power Corporation-Goderich	\$118.84 May
Rideau St. Lawrence Distribution Inc.	\$118.75 May

Sioux Lookout Hydro Inc.	\$118.55 May
Bluewater Power Distribution Corp	\$118.48 May
Hydro One – Woodstock Hydro Services	\$118.37 May
Halton Hills Hydro	\$118.05 May
Oakville Hydro Distribution Inc	\$117.93 Jan.
Fort Frances Power	\$117.86 May
Renfrew Hydro Inc.	\$117.50 Jan.
Centre Wellington Hydro	\$117.32 Jan.
Waterloo North Hydro Inc.	\$116.66 Jan.
Grimsby Power Inc.	\$116.42 Jan.
North Bay Hydro Distribution Ltd	\$116.37 May
Orillia Power Distribution Corp.	\$116.30 May
EPCOR Electricity Distribution Ontario Inc.	\$116.25 May
Kingston Hydro Corporation	\$116.10 Jan.
Alectra Utilities -Horizon Zone	\$115.35 Jan.
Alectra Utilities- Guelph Zone	\$115.32 Jan.
Welland Hydro Electrical System Corp.	\$115.30 May
Alectra Utilities -PowerStream Zone	\$115.10 Jan.
Milton Hydro Distribution Inc.	\$115.10 May
Synergy North Corp-Kenora Rate Zone	\$114.86 May
Hydro Ottawa Limited	\$114.85 Jan.
Alectra Utilities-Enersource Zone	\$114.83 Jan.
Orangeville Hydro Ltd.	\$114.76 May
Ottawa River Power Corp	\$114.76 May
Tillsonburg Hydro Inc.	\$114.49 May
Burlington Hydro Inc.	\$114.23 May
Oshawa PUC Networks Inc.	\$114.12 Jan.
Entregus Powerline -Main Rate Zone	\$114.09 May
Essex Powerline Corporation	\$114.05 May
Wasaga Distribution Inc.	\$114.01 May
Hearst Power Distribution Ltd	\$113.17 May
Enwin Utilities Ltd	\$113.26 May
Energy Plus Inc.	\$113.92 May
Festival Hydro	\$113.95 Jan.
Newmarket - Tay Power Distribution - Former – Newmarket	\$113.83 May
London Hydro	\$113.58 May
Brantford Power Inc.	\$113.56 Jan.
Entregus Powerline -St-Thomas	\$113.50 Jan.
Veredian Connection Inc.	\$113.45 May
E.L.K. Energy Inc.	\$113.43 May

Alectra Utilities-Brampton Zone	\$113.16 Jan.
Niagara on the Lake Hydro Inc	\$112.75 May
Greater Sudbury Hydro Inc.	\$112.69 May
Peterborough Distribution Inc.	\$112.21 May
Lakefront Utilities Inc.	\$111.74 Jan.
Synergy North Corp -Thunder Bay Zone	\$110.44 May
PUC Distribution Inc.	\$110.12 May
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	\$107.60 Jan.
Hydro Hawkesbury Inc.	\$106.95 Jan.

## 2019 HIGHLIGHTS

- January:** A first draft of the screen captures from the Scada system is produced. This information will be gathered into a report that will allow the Cooperative to make changes to the distribution network.
- February:** A business plan is prepared for three years, 2019-2020-2021. An agreement is drafted with the township of Russell. A new accounting system is installed.
- March:** The first phase of the Go-Secure firm is complete (Cyber Security compliance). The Cooperative's risk profile falls between low and medium. According to this profile, the Cooperative should conduct between 54 and 84 security checks in the second phase.
- April:** At the 18<sup>th</sup> AGM, a \$35,000 dividend is distributed to the members.  
Mr. Jean Martel is elected for a three-year term as an administrator.
- May:** The Board of directors passes a resolution to reimburse \$107,000 on the loan at Caisse Nouvel Horizon.  
The initial amount of the loan was of \$714,242.61 on December 31, 2019. The amount left is of \$430,126.85.
- June:** Report on Quasar firm audit which stipulates that the Cooperative is in compliance with Ontario Regulation 22/04.
- July:** Reinspection of meters through sampling defined by Measurement Canada standards. Nearly 250 meters were inspected.
- August:** Coopérative Hydro Embrun submits a request to the Ontario Energy Commission for its distribution rates.
- September:** The Cooperative signs an agreement with the GoSecure company for the second phase of the Ontario Cyber Security Framework.
- October:** The Minister of Energy announces the new fee structure starting November 1, 2019.
- November:** Mr. Pierre Carrière retires from the Board of directors after 42 years of loyal service to Coopérative Hydro Embrun.  
Renewal of employee group insurance.

IESO "Independent Electricity System Operator" recognition. The Cooperative has received two certificates.

December: Two meetings were held over two subdivision projects, Patenaude East Subdivision Phase II – 54 lots, and Versailles Phase III – 47 lots. Both projects will begin in 2020.

Nomination of an administrator position for a three-year term. The Cooperative has received one nomination:

Mr. Michel Provost – November 29, 2019

**In summary...**

- Thirty-two (32) new points of service are connected to the Cooperative's distribution system.
- The Cooperative works closely with the following distribution companies:  
Hydro 2000  
Hawkesbury Hydro  
Ottawa River Power Corporation
- As of December 31, 2019, the Cooperative had 1,542 members, a 12 member drop.

## STATISTICS

### Kilowatt hours sold in 2019

CATEGORY	KILOWATT HOURS SOLD	NUMBER OF CLIENTS	REVENUES PER CATEGORY	% OF TOTAL REVENUES
RESIDENTIAL	20,253,193	2,165	\$897,546.42	80%
COMMERCIAL >50KW	3,459,712	9	\$61,950.33	6%
COMMERCIAL <50KW	4,605,655	163	\$125,080.88	11%
STREET LIGHTS	210,843	1	\$27,346.20	2%
CLIENTS WITH NO METER	93,084	17	\$5,801.64	1%
TOTAL	28,622,487	2,355	\$1,117,725.47	100%

**DIVIDENDS PAID SINCE THE COOPERATIVE'S INCEPTION**

<b>YEAR</b>	<b>DIVIDENDS</b>
<b>2001</b>	<b>\$8,025.00</b>
<b>2002</b>	<b>\$53,250.00</b>
<b>2003</b>	<b>\$31,350.00</b>
<b>2004</b>	<b>\$16,820.00</b>
<b>2005</b>	<b>\$12,775.00</b>
<b>2006</b>	<b>\$0.00</b>
<b>2007</b>	<b>\$34,155.00</b>
<b>2008</b>	<b>\$22,370.00</b>
<b>2009</b>	<b>\$24,610.00</b>
<b>2010</b>	<b>\$19,705.00</b>
<b>2011</b>	<b>\$24,018.00</b>
<b>2012</b>	<b>\$55,915.00</b>
<b>2013</b>	<b>\$42,870.00</b>
<b>2014</b>	<b>\$21,935.00</b>
<b>2015</b>	<b>\$20,000.00</b>
<b>2016</b>	<b>\$20,000.00</b>
<b>2017</b>	<b>\$0.00</b>
<b>2018</b>	<b>\$35,000.00</b>
<b>2019</b>	<b>\$45,000.00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>\$487,798.00</b>

## SOCIAL AUDIT

### The Community

After 18 years, Coopérative Hydro Embrun Inc. is doing very well despite all the changes in the industry. Clients who would like to become members can do so with a contribution of \$10.00.

### The Board of Directors

The Cooperative's administrators protected their clients' interests in 2019 by carefully examining all changes occurring in the electricity industry. They have been their clients' voices in the various decisions that were taken during monthly meetings and external meetings.

### Members' Participation in Profits

\$45,000.00 in dividends, thus representing 14.85% of the organization's net income before taxes on December 31, 2019, will be distributed to the Cooperative's members. The amount of dividends represents 5.9% of the distribution fees paid by members. This amount will be credited on client invoices.

### Service Fees

Each year, the Board of Directors reviews service fees. For more information, clients can contact the office during regular business hours.

### Human Resources Development

The Board of Directors participated in meetings to keep abreast of the latest developments in the industry. Employees have participated in various training courses on computer software.

### Community Development

The Cooperative donated \$2,500.00 and participated in the following local organizations:

#### Donations: \$2,500.00

- Winchester District Memorial Hospital	\$800.00
- Amies pour la vie	\$100.00
- Paroisse St-Jacques	\$500.00
- Embrun secondary education scholarships	\$300.00
- Embrun Fire Department	\$200.00
- Groupe action pour l'enfant	\$100.00
- Embrun Craft Show	\$100.00
- Kin Club of Russell	\$350.00
- Urgel Forget Centre	\$50.00

#### Community involvement: \$2,995.00

- Russell Triva Services	\$50.00
- Kin Club of Russell	\$690.00
- Chevaliers de Colomb d'Embrun	\$300.00
- Golf Tournament Caisse Populaire	\$300.00
- Paroisse St-Jacques	\$320.00
- Maison des Arts	\$500.00
- Urgel Forget Centre	\$50.00
- Club Richelieu	\$685.00
- Club Joie de vivre	\$100.00

**In summary...**

This information shows that the Cooperative has actively contributed to the advancement of the community.



Tél./Tel: 613-443-5201  
Télééc./Fax: 613-443-2538  
www.bdo.ca

BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L./LLP  
991 chemin Limoges Road  
C.P./PO Box 128  
Embrun ON K0A 1W0 Canada

## Independent Auditor's Report

## Rapport de l'auditeur indépendant

To the members of Embrun Hydro Cooperative Inc.

Aux membres de la Coopérative Hydro Embrun inc.

### Opinion

We have audited the financial statements of Embrun Hydro Cooperative Inc. (the Cooperative), which comprise the statement of financial position as at December 31, 2019, and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended, and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

### Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers de la Coopérative Hydro Embrun inc. (la « Coopérative »), qui comprennent l'état de la situation financière au 31 décembre 2019, et les états du résultat global, de la variation des capitaux propres et des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi que les notes, y compris le résumé des principales méthodes comptables.

In our opinion, the accompanying financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Cooperative as at December 31, 2019, and its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards.

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Coopérative au 31 décembre 2019, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux Normes Internationales d'Information financière.

### Basis for Opinion

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements* section of our report. We are independent of the Cooperative in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the financial statements in Canada, and we have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

### Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section *Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers* du présent rapport. Nous sommes indépendants de la Coopérative conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles. Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

### Responsibilities of Management and Those Charged with Governance for the Financial Statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

### Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

## Independent Auditor's Report

## Rapport de l'auditeur indépendant

In preparing the financial statements, management is responsible for assessing the Cooperative's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Cooperative or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those charged with governance are responsible for overseeing the Cooperative's financial reporting process.

### Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with Canadian generally accepted auditing standards will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de la Coopérative à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider la Coopérative ou de cesser son activité ou si aucune solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de la Coopérative.

### Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister. Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;



## Independent Auditor's Report

## Rapport de l'auditeur indépendant

- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Cooperative's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Cooperative's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Cooperative to cease to continue as a going concern.
- Evaluate the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Coopérative;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Coopérative à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la Coopérative à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle.

Nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit.

*BDO Canada s.r.l./LLP*

Chartered Professional Accountants,  
Licensed Public Accountants

Embrun, Ontario  
April 2, 2020

Comptables professionnels agréés,  
experts-comptables autorisés

Embrun (Ontario)  
le 2 avril 2020

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Statement of Financial Position**  
**December 31**

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**État de la situation financière**  
**31 décembre**

	2019	2018	
<b>Asset</b>			<b>Actif</b>
Cash	\$ 1,193,488	\$ 912,190	Encaisse
Accounts receivable (Note 7)	502,060	399,610	Débiteurs (Note 7)
Unbilled service revenue (Note 7)	523,740	406,456	Produits provenant de services non facturés (Note 7)
	2,219,288	1,718,256	
Property and equipment (Note 5)	5,663,192	5,676,990	Immobilisations corporelles (Note 5)
<b>Total Assets</b>	<b>7,882,480</b>	<b>7,395,246</b>	<b>Total des actifs</b>
Regulatory deferral account debit balances and related deferred tax (Note 4)	181,243	271,079	Soldes débiteurs de comptes de report réglementaires et d'impôt différé connexe (Note 4)
<b>Total Assets and Regulatory Deferral Account Debit Balances</b>	<b>\$ 8,063,723</b>	<b>\$ 7,666,325</b>	<b>Total des actifs et soldes débiteurs des comptes de report réglementaires</b>
<b>Liabilities and Members' Equity</b>			<b>Passifs et capitaux propres</b>
<b>Liabilities</b>			<b>Passifs</b>
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 962,903	\$ 772,404	Créditeurs et frais courus
Payments in lieu of taxes payable (Note 8)	7,511	9,148	Paiements tenant lieu d'impôt à payer (Note 8)
Deferred revenues	39,024	44,888	Produits reportés
Patronage payable	45,415	35,000	Ristournes à payer
Current portion of long-term debt (Note 9)	46,925	42,500	Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (Note 9)
	1,101,778	903,940	
Contributions in aid of construction (Note 6)	1,340,265	1,373,076	Apports affectés à la construction (Note 6)
Customer deposits (Note 7)	19,363	17,893	Dépôts de clients (Note 7)
Long-term debt (Note 9)	383,202	538,838	Dette à long terme (Note 9)
Deferred taxes	55,942	44,357	Impôt différé
<b>Total Liabilities</b>	<b>2,900,550</b>	<b>2,878,104</b>	<b>Total des passifs</b>
Commitments (Note 14)			Engagements (Note 14)
<b>Members' Equity</b>			<b>Capitaux propres</b>
Share capital (Note 11)	15,420	15,540	Capital-actions (Note 11)
Retained earnings	2,090,934	1,849,825	Bénéfices non répartis
Contributed surplus	2,862,994	2,862,994	Surplus d'apport
<b>Total Members' Equity</b>	<b>4,969,348</b>	<b>4,728,359</b>	<b>Total des capitaux propres</b>
<b>Total Liabilities and Members' Equity</b>	<b>7,869,898</b>	<b>7,606,463</b>	<b>Total des passifs et capitaux propres</b>
Regulatory deferral account credit balances and related deferred tax (Note 4)	193,825	59,862	Soldes créditeurs de comptes de report réglementaires et d'impôt différé connexe (Note 4)
<b>Total Liabilities, Members' Equity and Regulatory Deferral Account Credit Balances</b>	<b>\$ 8,063,723</b>	<b>\$ 7,666,325</b>	<b>Total des passifs, des capitaux propres et des soldes créditeurs de comptes de report réglementaires</b>

Signed on behalf of the Board of Directors' by:

Director \_\_\_\_\_ Administrateur  
 Director \_\_\_\_\_ Administrateur  
 Director \_\_\_\_\_ Administrateur

Signé au nom du conseil d'administration:

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Statement of Changes in Members'**  
**Equity**

For the year ended December 31

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**État des variations des capitaux propres**

Pour l'exercice clos le 31 décembre

	Share Capital / Capital-actions	Retained Earnings / Bénéfices non répartis	Contributed Surplus / Surplus d'apport	Total / Total	
Balance at January 1, 2018	\$ 15,150	\$ 1,649,274	\$ 2,862,994	\$ 4,527,418	Solde au 1 janvier 2018
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	-	200,551	-	200,551	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Net variation of share- capital	390	-	-	390	Variation nette du capital-actions
December 31, 2018	15,540	1,849,825	2,862,994	4,728,359	31 décembre 2018
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	-	241,109	-	241,109	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Net variation of share- capital	(120)	-	-	(120)	Variation nette du capital-actions
December 31, 2019	\$ 15,420	\$ 2,090,934	\$ 2,862,994	\$ 4,969,348	31 décembre 2019

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Statement of Comprehensive Income**  
For the year ended December 31

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**État du résultat global**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre

	2019	2018	
<b>Revenues</b>			<b>Produits</b>
Electricity Sales	\$ 3,188,843	\$ 2,805,916	Électricité
Distribution	1,136,042	1,058,656	Distribution
Other revenues (Note 12)	156,412	140,132	Autres produits (Note 12)
	<u>4,481,297</u>	<u>4,004,704</u>	
<b>Expenses</b>			<b>Charges</b>
Advertising and promotion	9,128	9,650	Publicité et promotion
Amortization of property and equipment (Note 5)	208,353	206,677	Amortissement des immobilisations corporelles (Note 5)
Bad debts	13,361	7,917	Mauvaises créances
Customer billing	96,248	91,882	Facturation des clients
Energy purchases	3,188,843	2,805,916	Achats en énergie
Insurance	6,662	6,422	Assurance
Membership fees	6,200	6,100	Frais d'associations
Office	24,955	18,377	Frais de bureau
Other expenses	160	189	Autres charges
Professional fees	115,895	137,613	Frais professionnels
Programs	90,288	48,977	Programmes
Rent	16,800	15,900	Loyer
Repairs and maintenance of network	71,633	79,362	Entretien et réparations du réseau
Salaries and benefits - Directors	44,841	33,635	Salaires et avantage sociaux - Administrateurs
Salaries and benefits - Employees (Note 10)	270,828	261,527	Salaires et avantage sociaux - Employés (Note 10)
Telephone	12,201	12,536	Téléphone
Travel	6,958	8,109	Voyagement
Patronage	45,000	35,000	Ristournes
	<u>4,228,354</u>	<u>3,785,789</u>	
<b>Income from operating activities</b>	<b>252,943</b>	<b>218,915</b>	<b>Produits provenant des activités d'exploitation</b>
Finance income	31,420	26,251	Produits financiers
Finance cost	(19,677)	(22,958)	Frais financiers
Loss on disposal of property and equipment	(6,066)	(10,481)	Perte sur disposition d'immobilisations corporelles
	<u>258,620</u>	<u>211,727</u>	
<b>Income before provision for payment in lieu of taxes</b>	<b>258,620</b>	<b>211,727</b>	<b>Résultat avant provision pour paiement tenant lieu d'impôts</b>
Provision for payment in lieu of taxes Current (Note 8)	17,511	11,176	Provision pour paiement tenant lieu d'impôts Exigible (Note 8)
	<u>241,109</u>	<u>200,551</u>	
<b>Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances</b>	<b>\$ 241,109</b>	<b>\$ 200,551</b>	<b>Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires</b>

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Statement of Cash Flows**  
For the year ended December 31

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**État des flux de trésorerie**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre

	2019	2018	
<b>Cash flows from operating activities</b>			<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>
Profit for the year and net movements in regulatory deferral account balances	\$ 241,109	\$ 200,551	Résultat pour l'exercice et mouvement net des soldes de comptes de report réglementaires
Adjustments to reconcile income to net cash used in operating activities:			Ajustements pour rapprocher le résultat et l'encaisse nette utilisée par les activités d'exploitation:
Amortization of property and equipment	208,353	206,677	Amortissement des immobilisations corporelles
Amortization of contributions in aid of construction	(43,936)	(43,044)	Amortissement des apports affectés à la construction
Loss on disposal of property and equipment	6,066	10,481	Perte sur disposition d'immobilisations corporelles
Changes in non-cash working capital			Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement
Accounts receivable	(102,450)	(31,807)	Débiteurs
Unbilled service revenue	(117,284)	(5,677)	Produits provenant de services non facturés
Accounts payable and accrued liabilities	190,499	(213,501)	Créditeurs et frais courus
Payments in lieu of taxes receivables / payables	(1,637)	23,489	Palements tenant lieu d'impôts à recevoir / à payer
Customer deposits	1,470	2,200	Dépôts de clients
Deferred revenues	(5,864)	22,815	Produits reportés
Patronage payable	10,415	35,000	Ristournes à payer
	<u>386,741</u>	<u>207,184</u>	
<b>Cash flows from investing activities</b>			<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>
Purchase of property and equipment	(200,621)	(227,282)	Acquisition d'immobilisations corporelles
Changes in regulatory deferral account balances	235,384	143,674	Variation des soldes de comptes de report réglementaires
	<u>34,763</u>	<u>(83,608)</u>	
<b>Cash flows from financing activities</b>			<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>
Repayment of long-term debt	(151,211)	(132,905)	Remboursement de la dette à long terme
Contributions in aid of construction	11,125	60,244	Apports affectés à la construction
Issuance of share capital	1,650	1,490	Émission de capital-actions
Redemption of share capital	(1,770)	(1,100)	Rachat de capital-actions
	<u>(140,206)</u>	<u>(72,271)</u>	
Net increase in cash	281,298	51,305	Augmentation nette de la trésorerie
Cash, beginning of the year	912,190	860,885	Encaisse, début de l'exercice
Cash, end of the year	<u>\$ 1,193,488</u>	<u>\$ 912,190</u>	Encaisse, fin de l'exercice

The notes are an integral part of these financial statements.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

**1. Cooperative's Information**

The Embrun Hydro Cooperative Inc.'s (the "Cooperative") main business activity is the distribution of electricity under a license issued by the Ontario Energy Board ("OEB"). The Cooperative owns and operates an electricity distribution system, which delivers electricity to approximately 2,355 customers located in Embrun, Ontario.

The Province, through its regulator the OEB exercises statutory authority through setting or approving all rates charged by the Cooperative and establishing standards of service for the Cooperative's customers. Rates are set by the OEB on an annual basis for January 1 to December 31.

Operating in regulated environment exposes the Cooperative to regulatory and recovery risk.

Regulatory risk is the risk that the Province and its regulator, the OEB, could establish a regulatory regime that imposes conditions that restrict the electricity distribution business from achieving an acceptable rate of return that permits financial sustainability of its operations including the recovery of expenses incurred for the benefit of other market participants in the electricity industry such as transition costs and other regulatory assets. All requests for changes in electricity distribution charges require the approval of the OEB.

**1. Renseignements sur la Coopérative**

La principale activité de la Coopérative Hydro Embrun inc. (la "Coopérative") est la distribution d'énergie électrique en vertu d'un permis de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). La Coopérative détient et exploite un réseau de distribution d'énergie électrique, qui fournit de l'électricité à environ 2 355 clients à Embrun (Ontario).

Par l'entremise de la CEO, son organisme de réglementation, la Province détient le pouvoir légal pour établir et approuver tous les tarifs demandés par la Coopérative, ainsi que pour établir les normes de services des clients de la Coopérative. Les tarifs sont fixés par la CEO sur une base annuelle, soit du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.

Comme elle exerce ses activités dans un environnement réglementé, la Coopérative est exposée au risque réglementaire et au risque de recouvrement.

Le risque réglementaire est le risque que la Province et son organisme de réglementation, la CEO, mettent sur pied un programme de réglementation qui imposerait des conditions interdisant au secteur de la distribution de l'énergie électrique de fixer un taux de rendement acceptable assurant la viabilité financière de ses activités commerciales, y compris le recouvrement des dépenses engagées pour aider les autres acteurs du marché de l'énergie électrique, comme des coûts de transition et d'autres actifs réglementaires. Toutes les demandes de modification des charges de distribution de l'énergie électrique doivent être approuvées par la CEO.

**1. Cooperative's Information (continued)**

Regulatory developments in Ontario's electricity industry, including current and possible future consultations between the OEB and interested stakeholders, may affect distribution rates and other permitted recoveries in the future. Embrun Hydro Cooperative Inc. is subject to a cost of service regulatory mechanism under which the OEB establishes the revenues required (i) to recover the forecast operating costs, including depreciation and amortization and income taxes, of providing the regulated service, and (ii) to provide a fair and reasonable return on utility investment, or rate base. As actual operating conditions may vary from forecast, actual returns achieved can differ from approved returns.

The address of the Cooperative's corporate office and principal place of business is 821 Notre-Dame Street, Suite 200, Embrun, Ontario, Canada.

**1. Renseignements sur la Coopérative (suite)**

Le développement de la réglementation au sein du marché de l'électricité en Ontario, y compris les consultations actuelles et potentielles entre la CEO et les parties intéressées, peuvent avoir une incidence sur les tarifs de distribution et les autres éléments de recouvrement autorisés à l'avenir. La Coopérative Hydro Embrun inc. doit acquitter un coût de service dans le cadre d'un mécanisme réglementaire en vertu duquel la CEO établit les produits nécessaires pour i) recouvrer les coûts d'exploitation prévus, tels que l'amortissement et l'impôt sur le revenu, pour fournir le service réglementé et ii) pour offrir un rendement ou une assiette tarifaire justes et raisonnables sur les services publics. Puisque les conditions d'exploitation peuvent s'avérer différentes des prévisions, les rendements réels obtenus peuvent être différents des rendements approuvés.

L'adresse du siège social de la Coopérative et de son principal établissement est le 821 rue Notre-Dame, Suite 200, Embrun (Ontario), Canada.

**2. Basis of Presentation**

**a) Statement of compliance**

The financial statements of Embrun Hydro Cooperative Inc. have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards ("IFRS") as issued by the International Accounting Standards Board ("IASB").

The financial statements were authorized for issue by the Board of Directors on April 2, 2020.

**b) Basis of measurement**

The financial statements have been prepared on a historical cost basis.

The financial statements are presented in Canadian dollars (CDN\$), which is also the Cooperative's functional currency, and all values are rounded to the nearest dollar, unless when otherwise indicated.

**2. Mode de présentation**

**a) Déclaration de conformité**

Les états financiers de la Coopérative Hydro Embrun inc. ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »).

La publication des états financiers a été autorisée par le Conseil d'administration le 2 avril 2020.

**b) Mode d'évaluation**

Les états financiers ont été préparés selon la méthode du coût historique.

Les états financiers sont présentés en dollars canadiens, qui est également la monnaie fonctionnelle de la Coopérative, et à moins d'indication contraire, tous les montants ont été arrondis au dollars près.

**2. Basis of Presentation (continued)**

**c) Judgment and Estimates**

The preparation of financial statements in compliance with IFRS requires management to make certain critical accounting estimates. It also requires management to exercise judgment in applying the Cooperative's accounting policies. The areas involving critical judgments and estimates in applying accounting policies that have the most significant risk of causing material adjustment to the carrying amounts of assets and liabilities recognized in the financial statements within the next financial year are:

- The recognition and measurement of regulatory deferral account balances (Note 4);
- The determination of impairment of accounts receivable and unbilled service revenues; and the incorporation of forward-looking information into the measurement of the expected credit loss ("ECL") (Note 7); and
- The determination for the provision for Payment in Lieu of Taxes since there are many transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain (Note 8).

In addition, in preparing the financial statements the notes to the financial statements were ordered such that the most relevant information was presented earlier in the notes and the disclosures that management deemed to be immaterial were excluded from the notes to the financial statements. The determination of the relevance and materiality of disclosures involved significant judgement.

---

**3. Adoption of New Accounting Standards**

Accounting standards, interpretations and amendments effective for accounting years beginning on or after January 1, 2019 did not materially affect the Cooperative's financial statements other than those described below.

**2. Mode de présentation (suite)**

**c) Jugement et estimations**

La préparation des états financiers selon les IFRS exige que la direction fasse appel à certaines estimations comptables critiques. Elle exige également que la direction fasse preuve de jugement lors de l'application des méthodes comptables de la Coopérative. Les secteurs exigeant un jugement ou des estimations critiques dans l'application des méthodes comptables et pour lesquels le risque d'ajustement significatif aux valeurs comptables des actifs et passifs constatés dans les états financiers du prochain exercice est le plus important sont les suivants :

- La comptabilisation et l'évaluation des soldes de comptes de report réglementaires (Note 4);
- La détermination de la dépréciation des débiteurs et des produits provenant de services non facturés; et l'incorporation d'informations prospectives dans l'évaluation de la perte de crédit attendue ("PCA") (Note 7); et
- la détermination de la provision pour paiement tenant lieu d'impôts, compte tenu du nombre élevé de transactions et de calculs pour lesquels la détermination finale des impôts est incertaine (Note 8).

De plus, les notes aux états financiers ont été préparées de manière à présenter les renseignements les plus pertinents en premier et à exclure toute information jugée non significative par la direction. L'évaluation du caractère pertinent ou significatif de ces informations repose largement sur le jugement.

---

**3. Adoption de nouvelles normes comptables**

Les normes, interprétations et modifications comptables en vigueur pour les exercices débutant le ou après le 1<sup>er</sup> janvier 2019 n'ont pas eu un d'incidence importante sur les états financiers de la Coopérative autres que ceux décrits ci-après.

**3. Adoption of New Accounting Standards  
(continued)**

IFRS 16- Leases

On January 1, 2019, the Cooperative adopted IFRS 16 - Leases (IFRS 16). IFRS 16 provides a single lessee accounting model, requiring the recognition of assets and liabilities for all leases, unless the lease term is 12 months or less, or the underlying asset is of low value. IFRS 16 substantially carries forward the lessor accounting in IAS 17 - Leases ("IAS 17"), with the distinction between operating leases and finance leases being retained.

The Cooperative adopted IFRS 16 using the modified retrospective approach without restatement of comparative figures. The Cooperative elected to apply the practical expedient to not reassess whether a contract is, or contains a lease at the date of initial application. Contracts entered into before the transition date that were not identified as leases under IAS 17 and IFRIC 4 were not reassessed. The definition of a lease under IFRS 16 was applied only to contracts entered into or changed on or after January 1, 2019.

IFRS 16 provides for certain optional practical expedients, including those related to the initial adoption of the standard. The Cooperative applied the following practical expedients when applying IFRS 16 to leases previously classified as operating leases under IAS 17:

- Applied a single discount rate to a portfolio of leases with reasonably similar characteristics;
- Reliance on previous assessments on whether leases are onerous as opposed to preparing an impairment review under IAS 36 as at the date of initial application; and
- Applied the exemption not to recognize right-of-use assets and liabilities for leases with less than 12 months of lease term remaining as of the date of initial application.

**3. Adoption de nouvelles normes comptables  
(suite)**

IFRS 16 - Contrats de location

Le 1er janvier 2019, la coopérative a adopté l'IFRS 16 - Contrats de location (IFRS 16). L'IFRS 16 fournit un modèle comptable à preneur unique, exigeant la comptabilisation des actifs et passifs pour tous les contrats de location, sauf si la durée du contrat de location est de 12 mois ou moins, ou si l'actif sous-jacent est de faible valeur. L'IFRS 16 reprend sensiblement la comptabilité du bailleur dans l'IAS 17 - Contrats de location («IAS 17»), la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement étant conservée.

La coopérative a adopté IFRS 16 en utilisant l'approche rétrospective modifiée sans retraitement des chiffres comparatifs. La coopérative a choisi d'appliquer le moyen pratique de ne pas réévaluer si un contrat est ou contient un bail à la date de la première demande. Les contrats conclus avant la date de transition qui n'étaient pas identifiés comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réévalués. La définition d'un contrat de location selon IFRS 16 a été appliquée uniquement aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1er janvier 2019.

L'IFRS 16 prévoit certains moyens pratiques facultatifs, y compris ceux liés à l'adoption initiale de la norme. La coopérative a appliqué les moyens pratiques suivants lors de l'application d'IFRS 16 aux contrats de location précédemment classés en tant que contrats de location simple selon IAS 17:

- Appliqué un taux d'actualisation unique à un portefeuille de baux présentant des caractéristiques raisonnablement similaires;
- Recours à des évaluations antérieures sur la question de savoir si les baux sont onéreux au lieu de préparer un examen de la dépréciation selon IAS 36 à la date de la première application; et
- Appliqué l'exemption de ne pas reconnaître les actifs et les passifs liés aux droits d'utilisation pour les baux dont la durée de location est inférieure à 12 mois à la date de la première demande.

**3. Adoption of New Accounting Standards  
(continued)**

*(i) Recognition and measurement*

As a lessee, the Cooperative previously classified leases as operating or finance leases based on its assessment of whether the lease transferred substantially all of the risks and rewards of ownership. Under IFRS 16, the Cooperative recognizes right-of-use assets and lease liabilities for most leases. However, the Cooperative has elected not to recognize right-of-use assets and lease liabilities for some leases of low value assets based on the value of the underlying asset when new or for short-term leases with a lease term of 12 months or less.

*(ii) Impacts on the Cooperative's financial statements on January 1, 2019*

The adoption of IFRS 16 did not have a material impact on the statement of financial position as at January 1, 2019.

*(iii) Impacts on the Cooperative's financial statements on December 31, 2019*

The adoption of IFRS 16 did not have a material impact on the statement of financial position as at December 31, 2019.

**IFRIC Interpretation 23 Uncertainty over Income Tax Treatments (IFRIC 23)**

IFRIC 23 provides guidance on the accounting for current and deferred tax liabilities and assets in circumstances in which there is uncertainty over income tax treatments. The Interpretation requires:

- An entity to contemplate whether uncertain tax treatments should be considered separately, or together as a group, based on which approach provides better predictions of the resolution;
- An entity to determine if it is probable that the tax authorities will accept the uncertain tax treatment; and
- If it is not probable that the uncertain tax treatment will be accepted, measure the tax uncertainty based on the most likely amount or expected value, depending on whichever method better predicts the resolution of the uncertainty.

**3. Adoption de nouvelles normes comptables  
(suite)**

*(i) Comptabilisation et évaluation*

En tant que locataire, la coopérative a précédemment classé les contrats de location comme des contrats de location simple ou des contrats de location-financement en fonction de son évaluation du fait que le contrat de location transférait la quasi-totalité des risques et avantages de la propriété. En vertu d'IFRS 16, la coopérative comptabilise les actifs liés aux droits d'utilisation et les passifs de location pour la plupart des contrats de location. Cependant, la coopérative a choisi de ne pas comptabiliser les actifs liés au droit d'utilisation et les passifs de location pour certains baux d'actifs de faible valeur en fonction de la valeur de l'actif sous-jacent lorsqu'ils sont neufs ou pour des baux à court terme d'une durée de 12 mois ou moins.

*(ii) Impacts sur les états financiers de la coopérative au 1er janvier 2019*

L'adoption d'IFRS 16 n'a pas eu d'incidence significative sur l'état de la situation financière au 1er janvier 2019.

*(iii) Impacts sur les états financiers de la coopérative au 31 décembre 2019*

L'adoption d'IFRS 16 n'a pas eu d'incidence significative sur l'état de la situation financière au 31 décembre 2019.

**Interprétation IFRIC 23 - Incertitude relative aux traitements fiscaux**

IFRIC 23 fournit des indications sur la comptabilisation des passifs et actifs d'impôts courants et différés dans les cas où il existe une incertitude sur les traitements fiscaux. L'interprétation requiert:

- Une entité pour examiner si les traitements fiscaux incertains doivent être considérés séparément ou ensemble en tant que groupe, en fonction de l'approche qui fournit de meilleures prévisions de la résolution;
- Une entité pour déterminer s'il est probable que les autorités fiscales accepteront le traitement fiscal incertain; et
- S'il n'est pas probable que le traitement fiscal incertain sera accepté, mesurer l'incertitude fiscale en fonction du montant ou de la valeur attendue le plus probable, selon la méthode qui prédit le mieux la résolution de l'incertitude.

---

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
**For the year ended December 31, 2019**

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
**Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019**

---

**3. Adoption of New Accounting Standards  
(continued)**

The adoption of IFRIC 23 did not have a material impact on the Cooperative's financial statements.

**3. Adoption de nouvelles normes comptables  
(suite)**

L'adoption d'IFRIC 23 n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la coopérative.

---

**4. Regulatory Deferral Account Balances**

Regulatory deferral account balances are recognized and measured initially and subsequently at cost. They are assessed for impairment on the same basis as other non-financial assets.

Regulatory deferral account credit balances are associated with the collection of certain revenues earned in the current period or in prior period(s), that are expected to be returned to consumers in future periods through the rate-setting process.

Regulatory deferral account debit balances represent future revenues associated with certain costs incurred in the current period or in prior period(s), that are expected to be recovered from consumers in future periods through the rate-setting process. Management continually assesses the likelihood of recovery of regulatory assets. If recovery through future rates is no longer considered probable, the amounts would be charged to the results of operations in the period that the assessment is made.

**4. Soldes de comptes de report réglementaires**

Les soldes de comptes de report réglementaires sont comptabilisés et évalués au coût, initialement et ultérieurement. Ils sont évalués pour dépréciation selon la même méthode que celle utilisée pour les autres actifs non financiers.

Les soldes créditeurs de comptes de report réglementaires sont associés à certains revenus gagnés au cours de la présente période ou des périodes antérieures, dont le retour aux consommateurs est prévu au cours des périodes futures par le biais du processus d'établissement de tarifs.

Les soldes débiteurs de comptes de report réglementaires représentent les revenus futurs associés à certains coûts engagés au cours de la présente période ou des périodes antérieures, dont le recouvrement auprès des clients est prévu dans les périodes futures par le biais du processus d'établissement de taux. La direction évalue continuellement la possibilité de recouvrement des actifs réglementaires. Si le recouvrement par le biais de tarifs ultérieurs n'était plus jugé probable, les montants seraient portés en charges dans les résultats d'exploitation au cours de la période durant laquelle l'évaluation est réalisée.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**4. Regulatory Deferral Account Balances**  
(continued)

All amounts deferred as regulatory deferral account debit balances are subject to approval by the OEB. As such, amounts subject to deferral could be altered by the regulators. Remaining recovery periods are those expected and the actual recovery or settlement periods could differ based on OEB approval. Due to previous, existing or expected future regulatory articles or decisions, the Cooperative has the following amounts expected to be recovered by customers (returned to customers) in future periods and as such regulatory deferral account balances are comprised of:

**4. Soldes de comptes de report réglementaires**  
(suite)

Tous les montants reportés en tant que soldes débiteurs de comptes de report réglementaires sont assujettis à l'approbation de la CEO. En d'autres termes, les montants à reporter pourraient être modifiés par l'organisme de réglementation. Les périodes de recouvrement restantes correspondent aux périodes prévues. Quant aux périodes réelles de recouvrement ou de règlement, elles pourraient changer en fonction de l'approbation de la CEO. Compte tenu des décisions et articles de règlement antérieurs, existants ou à venir, la Coopérative détient des montants dont elle a prévu le recouvrement auprès des clients (ou le retour aux clients) au cours de périodes ultérieures, comme il est indiqué ci-dessous. Par conséquent, les soldes de comptes de report réglementaires sont les suivants :

Regulatory Deferral Account Debit (Credit)

Soldes débiteurs (créditeurs) de comptes de report réglementaires

	Hydro one recovery / Recouvrement par Hydro One	Rebassing costs / Frais de rebassing	Deferred tax / Impôt différé	"RARA" recovery / "CARR"	
December 31, 2017 Balances arising in the period	\$ 136,953 (101,473)	\$ 72,485 (4,049)	\$ 17,635 26,722	\$ 123,372 (566)	31 décembre 2017 Soldes au cours de la période
December 31, 2018 Balances arising in the period	35,480 4,817	68,436 (17,111)	44,357 11,585	122,806 (89,127)	31 décembre 2018 Soldes au cours de la période
December 31, 2019	\$ 40,297	\$ 51,325	\$ 55,942	\$ 33,679	31 décembre 2019
	Settlement variances / Écarts de règlement	Bill 210 regulatory cost / Coût réglementa ire du projet de loi 210	IFRS transition costs / Coûts de conversion aux IFRS	Net Regulatory (liabilities) Assets / Actifs (passifs) réglementaires nets	
December 31, 2017 Balances arising in the period	\$ (44,084) (15,778)	\$ - -	\$ 21,807 (21,807)	\$ 328,168 (116,951)	31 décembre 2017 Soldes au cours de la période
December 31, 2018 Balances arising in the period	(59,862) (126,643)	- (7,320)	- -	211,217 (223,799)	31 décembre 2018 Soldes au cours de la période
December 31, 2019	\$ (186,505)	\$ (7,320)	\$ -	\$ (12,582)	31 décembre 2019

---

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

---

**4. Regulatory Deferral Account Balances**  
(continued)

Rebasing costs

Every five years, the Cooperative has to file a request to the OEB for the approval of its billing rates. The costs incurred are recorded as a regulatory asset and are amortized using the straight-line method over a five year period.

Deferred tax

The recovery from, or refund to, customers of future income taxes through future rates is recognized as a regulatory deferral account balance. The deferred tax asset balance is presented within the total regulatory deferral account balances presented in the statement of financial position.

"RARA" recovery

On December 23, 2013 the OEB ordered that the approved regulatory asset balances be aggregated into a single regulatory account. The approved balance will be recovered over periods of 1 and 2 years. The RARA is credited with recovery amounts and is debited by OEB prescribed carrying charges.

Settlement variances

This account is comprised of the variances between amounts charged by the Cooperative to customers, based on regulated rates, and the corresponding cost of non-competitive electricity service incurred by the Cooperative after May 1, 2002. The settlement variances relate primarily to service charges, non-competitive electricity charges, imported power charges and the global adjustment.

IFRS transition costs

During 2013, the OEB consultation process was set up to determine the effect of IFRS on local distribution companies. The consultation concluded that prudently incurred administrative costs directly related to IFRS transition would be recoverable from ratepayers on the same basis as other administrative costs. The OEB has approved the collection from customers to cover the expected one-time costs of implementing IFRS.

**4. Soldes de comptes de report réglementaires**  
(suite)

Frais de rebasing

À tous les cinq ans, la Coopérative doit faire une demande à la CEO pour l'approbation des taux de facturation. Les coûts engendrés pour cette demande sont comptabilisés en tant qu'actif réglementé et sont amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.

Impôt différé

Le recouvrement d'impôts différés auprès des clients (ou leur remboursement aux clients) par le biais de tarifs ultérieurs est comptabilisé dans le solde de compte de report réglementaire. Le solde des actifs d'impôt différé est présenté dans l'état de la situation financière sous le total des soldes de comptes de report réglementaires.

Recouvrement "CARR"

Le 23 décembre 2013, la CEO a exigé que le solde des actifs réglementés autorisés soient combinés dans un seul compte réglementé. Le solde autorisé de ce compte sera recouvert sur des périodes de 1 et 2 ans. Le CARR est crédité avec les montants récupérés et est débité par les frais d'intérêts prescrits par la CEO.

Écarts de règlement

Ce compte comprend les écarts entre les montants facturés aux clients par la Coopérative établis selon les tarifs réglementés, ainsi que le coût correspondant du service d'électricité non concurrentiel encouru par la Coopérative après le 1<sup>er</sup> mai 2002. Les écarts de règlement sont liés principalement aux frais d'administration, aux frais d'électricité non concurrentiels, aux frais d'importation de l'énergie et aux ajustements généraux.

Coûts de conversion aux IFRS

Au cours de 2013, le processus de consultation de la CEO a été mis au point afin de déterminer l'incidence des IFRS sur les entreprises de distribution locales. La consultation a conclu que des frais d'administration prudemment engagés directement liés à la conversion aux IFRS seraient recouvrables auprès des contribuables selon la même méthode que celle employée pour les autres frais d'administration. La CEO a approuvé ce recouvrement auprès des clients, lequel est destiné à couvrir les coûts non récurrents liés à l'adoption des IFRS.

**5. Property and Equipment**

Major spares such as spare transformers and other items kept as standby/back up equipment are accounted for as property and equipment since they support the Cooperative's distribution system reliability.

Depreciation of property and equipment is recorded in the Statement of operations on a straight-line basis over the estimated useful life of the related asset. The estimated useful lives, residual values and depreciation methods are reviewed at the end of each annual reporting period.

The estimated useful lives are as follows:

Computers	20%
Distribution system	1.67 to/à 2.86%
Office equipment	10%
Smart meters	6.67%
Tools	10%
Land is not depreciated	

**5. Immobilisations corporelles**

Les pièces de remplacements majeures, comme les transformateurs et les autres éléments conservés comme équipement de rechange, sont comptabilisées dans les immobilisations corporelles, car elles assurent la fiabilité du réseau de distribution de la Coopérative.

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé dans l'état des résultats selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile estimative des actifs correspondants. Les durées de vie utiles estimatives, les valeurs résiduelles et les méthodes d'amortissement sont révisées annuellement à la fin de chaque période de présentation de l'information financière.

Les durées de vie utiles estimatives se détaillent comme suit :

Ordinateurs
Système de distribution
Équipement de bureau
Compteurs intelligents
Outils
Les terrains n'ont pas été amortis

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

5. Property and Equipment (continued)

5. Immobilisations corporelles (suite)

Property and equipment consists of the following:

Ces immobilisations corporelles sont les suivantes :

	Land / Terrain	Computers / Ordinateurs	Distribution system / Système de distribution	Office equipment / Équipement de bureau	
<b>Cost</b>					<b>Coût</b>
Balance at December 31, 2017	\$ 50,000	\$ 171,591	\$ 7,135,651	\$ 58,540	Solde, au 31 décembre 2017
Additions	6,900	1,080	198,977	2,773	Acquisitions
Disposals	-	-	(26,991)	-	Disposals
Balance at December 31, 2018	56,900	172,671	7,307,637	61,313	Solde, au 31 décembre 2018
Additions	-	7,586	175,755	908	Acquisitions
Disposals	-	-	(16,695)	-	Dispositions
Balance at December 31, 2019	\$ 56,900	\$ 180,257	\$ 7,466,697	\$ 62,221	Solde, au 31 décembre 2019
<b>Depreciation and impairment losses</b>					<b>Amortissement et pertes de valeur</b>
Balance at December 31, 2017	\$ -	\$ 128,256	\$ 1,834,167	\$ 45,699	Solde, au 31 décembre 2017
Depreciation for the year	-	12,277	165,394	2,664	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(16,510)	-	Dispositions
Balance at December 31, 2018	-	140,533	1,983,051	48,363	Solde, au 31 décembre 2018
Depreciation for the year	-	8,836	169,469	2,575	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(10,629)	-	Dispositions
Balance at December 31, 2019	\$ -	\$ 149,369	\$ 2,141,891	\$ 50,938	Solde, au 31 décembre 2019
<b>Carrying amounts</b>					<b>Valeur comptable</b>
At December 31, 2018	\$ 56,900	\$ 32,138	\$ 5,324,586	\$ 12,950	Au 31 décembre 2018
At December 31, 2019	\$ 56,900	\$ 30,888	\$ 5,324,806	\$ 11,283	Au 31 décembre 2019

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

5. Property and Equipment (continued)

5. Immobilisations corporelles (suite)

	Smart meters / Compteurs intelligents	Tools / Outils	Total / Total	
<b>Cost</b>				<b>Coût</b>
Balance at December 31, 2017	\$ 368,927	\$ 15,901	\$ 7,800,610	Solde, au 31 décembre 2017
Additions	17,552	-	227,282	Acquisitions
Disposals	-	-	(26,991)	Dispositions
Balance at December 31, 2018	386,479	15,901	8,000,901	Solde, au 31 décembre 2018
Additions	16,372	-	200,621	Acquisitions
Disposals	-	-	(16,695)	Dispositions
Balance at December 31, 2019	\$ 402,851	\$ 15,901	\$ 8,184,827	Solde, au 31 décembre 2019
<b>Depreciation and impairment losses</b>				<b>Amortissement et pertes de valeur</b>
Balance at December 31, 2017	\$ 118,509	\$ 7,113	\$ 2,133,744	Solde, au 31 décembre 2017
Depreciation for the year	25,180	1,162	206,677	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(16,510)	Dispositions
Balance at December 31, 2018	143,689	8,275	2,323,911	Solde, au 31 décembre 2018
Depreciation for the year	26,311	1,162	208,353	Amortissement pour l'exercice
Disposals	-	-	(10,629)	Dispositions
Balance at December 31, 2019	\$ 170,000	\$ 9,437	\$ 2,521,635	Solde, au 31 décembre 2019
<b>Carrying amounts</b>				<b>Valeur comptable</b>
At December 31, 2018	\$ 242,790	\$ 7,626	\$ 5,676,990	Au 31 décembre 2018
At December 31, 2019	\$ 232,851	\$ 6,464	\$ 5,663,192	Au 31 décembre 2019

During the year, the Cooperative purchased property and equipment in which \$- (2018 - \$18,758) is included in the accounts payables and accrued liabilities.

Au cours de l'exercice, la Coopérative a acquis des immobilisations corporelles dont un solde de - \$ (2018 - 18 758 \$) est inclus dans les créditeurs et frais courus.

## 6. Revenue Recognition

As a licensed distributor, the Cooperative is responsible for billing customers for electricity generated by third parties and the related costs of providing electricity service, such as transmission services and other services provided by third parties. The Cooperative is required, pursuant to regulation, to remit such amounts to these third parties, irrespective of whether the Cooperative ultimately collects these amounts from customers. The Cooperative has presented the electricity revenues on a gross basis.

Revenues from the sale and distribution of electricity is recognized on an accrual basis, including unbilled revenues accrued in respect of electricity delivered but not yet billed. Sale and distribution of energy revenue is comprised of customer billings for distribution service charges. Customer billings for distribution service charges are recorded based on meter readings.

Other revenues, which include revenues from pole rentals, retailers' revenue and other revenues are recognized at the time services are provided. Where the Cooperative has an ongoing obligation to provide services, revenues are recognized as the service is performed and amounts billed in advance are recognized as deferred revenue.

Certain assets may be acquired or constructed with financial assistance in the form of contributions from customers when the estimated revenue is less than the cost of providing service or where special equipment is needed to supply the customers' specific requirements. Since the contributions will provide customers with ongoing access to the supply of electricity, these contributions are classified as contributions in aid of construction and are amortized as revenue on a straight-line basis over the useful life of the constructed or contributed asset.

When an asset is received as a capital contribution, the asset is initially recognized at its fair value, with the corresponding amount recognized as contributions in aid of construction.

## 6. Comptabilisation des produits

À titre de distributeur autorisé, la Coopérative est responsable de la facturation aux clients pour l'électricité produite par des tiers et pour les coûts liés à la fourniture de services d'électricité tels que les services de transmission et d'autres services fournis par des tiers. En vertu de la réglementation, la Coopérative doit remettre ces montants à ces tiers, et ce, sans égard au fait que la Coopérative, ultimement, recouvre ou non ces montants auprès des clients. La Coopérative a présenté les produits tirés de ces activités sur une base brute.

Les produits tirés de la vente et de la distribution d'électricité sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation d'exercice et comprennent les produits non facturés courus relativement à l'électricité fournie, mais non encore facturée. Les produits tirés de la vente et de la distribution d'énergie comprennent les montants facturés aux clients en guise de frais administratifs de distribution. Ces montants sont comptabilisés à partir des relevés de compteurs.

Les autres produits, tels que les produits tirés de la location des poteaux, les produits des détaillants et les autres produits, sont comptabilisés au moment où le service est fourni. Dans les cas où la Coopérative a une obligation permanente de fournir un service, les produits sont comptabilisés à mesure que le service est fourni et les montants facturés d'avance sont comptabilisés en tant que produits reportés.

Lorsque les produits estimés sont moindres que les coûts liés à la prestation des services ou lorsque de l'équipement spécial est nécessaire pour répondre aux besoins spécifiques des clients, certaines immobilisations peuvent être acquises ou construites grâce à un soutien financier obtenu sous la forme d'apports de clients. Comme ces apports permettent d'assurer la fourniture continue d'électricité aux clients, ils sont classés en tant qu'apports affectés à la construction et sont amortis en tant que produits selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile des immobilisations construites ou des apports d'actifs.

Les apports de capital sont d'abord comptabilisés à leur juste valeur, et les montants correspondants sont comptabilisés en tant qu'apports affectés à la construction.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**6. Revenue Recognition (continued)**

The continuity of deferred contributions in aid of construction is as follows:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	
Net deferred contributions, beginning of year	\$ 1,373,076	\$ 1,355,876	Apports reportés nets au début de l'exercice
Contributions in aid of construction received	11,125	60,244	Apports reçus affectés à la construction
Contributions in aid of construction recognized as other revenue	<u>(43,936)</u>	<u>(43,044)</u>	Apports affectés à la construction comptabilisés à titre d'autres produits
Net deferred contributions, end of year	<u>\$ 1,340,265</u>	<u>\$ 1,373,076</u>	Apports reportés nets, à la fin de l'exercice

All contributions in aid of construction are cash contributions. There has not been any contributions of property and equipment.

**6. Comptabilisation des produits (suite)**

La continuité des apports reportés affectés à la construction se détaille comme suit :

Tous les apports affectés à la construction sont des apports en trésorerie. Il n'y a pas eu d'apports d'immobilisations corporelles.

**7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits**

Unbilled service revenue reflects the electricity delivered but not yet billed to customers. Customer billings generally occurs within 30 days of delivery.

Customer deposits represents cash deposits from electricity distribution customers and retailers, as well as construction deposits. Deposits from electricity distribution customers are refundable to customers demonstrating an acceptable level of credit risk as determined by the Cooperative in accordance with policies set out by the OEB or upon termination of their electricity distribution service.

**7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients**

Les produits provenant de services non facturés reflètent l'électricité livré mais qui n'est pas encore facturé aux clients. La facturation du client est généralement effectuée dans les 30 jours suivant la livraison.

Les dépôts de clients sont constitués des dépôts en trésorerie provenant des clients et des détaillants de distribution d'électricité, ainsi que des dépôts pour la construction. Les dépôts provenant des clients de distribution d'électricité sont remboursables aux clients lorsque leur niveau de risque de crédit devient acceptable selon le jugement de la Coopérative, lequel est fondé sur les politiques de la CEO, ou lorsque leur contrat de distribution d'électricité prend fin.

**7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits (continued)**

**Recognition and initial measurement**

The Cooperative initially recognizes accounts receivable on the date on which they are originated and unbilled service revenue on the date on which the Cooperative delivers the electricity but has not yet billed the customer. Accounts receivable and unbilled service revenue are initially measured at fair value.

The Cooperative initially recognizes customer deposits on the date on which the Cooperative receives the deposit. Customer deposits are initially measured at fair value.

**Classification and subsequent measurement**

Accounts receivable and unbilled service revenue are classified and subsequently measured at amortized cost, using the effective interest rate method, because they meet the solely payments of principal and interest criterion and are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows. The carrying amount is reduced through the use of a loss allowance and the amount of the related loss allowance is recognized in profit or loss. Subsequent recoveries of receivables and unbilled service revenue previously provisioned are credited to profit or loss.

Customer deposits are classified and subsequently measured at amortized cost, using the effective interest rate method.

**Fair value measurement**

Due to its short term nature, the carrying amounts of accounts receivable and unbilled service revenue approximates their fair value.

The fair value of customer deposits approximates their carrying amounts taking into account interest accrued on the outstanding balance.

**7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients (suite)**

**Comptabilisation et évaluation**

La Coopérative comptabilise initialement les débiteurs à la date à laquelle ils sont générés et les produits provenant de services non facturés à la date à laquelle la Coopérative livre l'électricité mais n'a pas encore facturé le client. Les produits des services à recevoir et non facturés sont initialement évalués à la juste valeur.

La Coopérative comptabilise initialement les dépôts de clients à la date à laquelle elle les reçoit. Les dépôts de clients sont initialement évalués à la juste valeur.

**Classification et évaluation subséquente**

Les débiteurs et produits provenant de services non facturés sont classés et ultérieurement évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, car ils respectent le critère du paiement du principal et des intérêts uniquement et sont détenus dans un modèle d'entreprise dont l'objectif est de détenir des actifs financiers afin de collecter les flux de trésorerie contractuels. La valeur comptable est réduite par l'utilisation d'une provision pour perte et le montant de la provision pour perte correspondante est comptabilisé en résultat net. Les recouvrements ultérieurs de créances et les produits des services non facturés précédemment provisionnés sont crédités au compte de résultat ou perte.

Les dépôts de clients sont classés et évalués ultérieurement au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

**Évaluation à la juste valeur**

En raison de sa nature à court terme, la valeur comptable des débiteurs et des produits provenant de services non facturés se rapproche de leur juste valeur.

La juste valeur des dépôts de clients se rapproche de leur valeur comptable en tenant compte des intérêts courus sur le solde impayé.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
 For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**7. Accounts Receivable, Unbilled Service Revenue and Customer Deposits (continued)**

Credit risk

Credit risk is managed through collection of security deposits from customers in accordance with directions provided by the OEB.

The Cooperative's credit risk associated with accounts receivable and unbilled service revenue is primarily related to payments from distribution customers. The Cooperative has approximately 2,355 customers, the majority of which are residential. The Cooperative considers an account receivable to be in default when the customer is unlikely to pay its credit obligations in full, without recourse by the Cooperative, such as realizing security (if any is held). Accounts are past-due (in default) when the customers have failed to make the contractually requirements payments when due, which is generally within 30 days of the billing date.

The Cooperative considers an account receivable and unbilled service revenues to be credit-impaired when the customer has amounts more than 90 days past the billing date.

The following table provides information about the exposure to credit risk and ECLs for accounts receivable and unbilled service revenue by level of delinquency.

Past billing date	2019			2018			
	Gross / Brute	Loss Allowance / Provision de perte	Net	Gross / Brute	Loss Allowance / Provision de perte	Net	
Less than 30 days and unbilled amounts	\$ 1,006,175	\$ -	\$ 1,006,175	\$ 776,900	\$ -	\$ 776,900	Moins que 30 jours et montants non facturés
30-60 days	8,345	-	8,345	10,491	-	10,491	30-60 jours
61-90 days	4,989	-	4,989	6,639	-	6,639	61-90 jours
More than 90 days	11,026	(5,758)	5,268	12,036	-	12,036	Plus que 90 jours
	<b>\$ 1,030,535</b>	<b>\$ (5,758)</b>	<b>\$ 1,024,777</b>	<b>\$ 806,066</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 806,066</b>	

**7. Débiteurs, produits provenant de services non facturés et dépôts de clients (suite)**

Risque de crédit

Pour gérer le risque de crédit, la Coopérative perçoit des dépôts de garantie auprès des clients conformément aux directives de la CEO.

Le risque de crédit de la Coopérative associé aux débiteurs et des produits de services non facturés est principalement lié aux paiements des clients du secteur de la distribution. La Coopérative compte environ 2 355 clients, dont la majorité sont résidentiels. La Coopérative considère qu'un compte client est en souffrance lorsqu'il est peu probable que le client s'acquitte intégralement de ses obligations de crédit, sans recours de la part de la Coopérative, tel que la constitution d'une sûreté (le cas échéant). Les comptes sont en souffrance (par défaut) lorsque les clients n'ont pas effectué les paiements contractuels prévus à leur échéance, généralement dans les 30 jours suivant la date de facturation.

La Coopérative considère que les débiteurs et produits provenant de services non facturés sont dépréciés lorsque le client a des montants supérieurs à 90 jours après la date de facturation.

Le tableau suivant fournit des informations sur l'exposition au risque de crédit et aux PCA pour les produits de comptes clients et de services non facturés, par niveau de défaillance.

---

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

---

**7. Accounts Receivable, Unbilled Service  
Revenue and Customer Deposits (continued)**

Credit risk (continued)

The Cooperative measures the loss allowance at an amount equal to the lifetime ECL for accounts receivable and unbilled service revenue. The lifetime ECL is estimated based on the expected losses over the expected life of the accounts receivable and unbilled service revenue arising from default events occurring in the lifetime of the instrument.

The Cooperative uses a provision matrix to measure the lifetime ECL of accounts receivable and unbilled service revenue from individual customers which accounts for exposures in different customer classes. Expected credit loss is measured on the basis of a loss rate approach. The Cooperative develops loss rates based on historical default and loss experiences for its' customers, adjusted for current economic conditions and forecasts of future economic conditions including local unemployment rates, local economic outlook, credit environment and other relevant economic variables impacting subsets of the Cooperative's customers. The same factors are considered when determining whether to write off accounts receivable and unbilled service revenue amounts. This generally occurs when there is no realistic prospect of recovery. However accounts written off could still be subject to enforcement activities. No accounts are written off directly to the provision for credit losses.

There have not been any changes to the risk from prior year

**7. Débiteurs, produits provenant de services  
non facturés et dépôts de clients (suite)**

Risque de crédit (suite)

La Coopérative évalue l'indemnité de perte à un montant égal à la durée de vie cumulative des débiteurs et produits provenant de services non facturés. La durée de vie PCA est estimée sur la base des pertes attendues sur la durée de vie attendue des débiteurs et produits provenant de services non facturés découlant d'événements de défaillance survenant au cours de la durée de vie de l'instrument.

La Coopérative utilise une matrice de provision pour mesurer la durée de vie PCA des débiteurs et produits provenant de services non facturés de clients individuels, qui comptabilise les expositions dans différentes catégories de clients. La perte de crédit attendue est mesurée selon une approche du taux de perte. La Coopérative élabore les taux de perte en fonction des expériences passées en matière de défauts et de pertes pour ses clients, ajustés aux conditions économiques actuelles et aux prévisions, y compris les taux de chômage locaux, les perspectives économiques locales, l'environnement du crédit et d'autres variables économiques pertinentes affectant des sous-ensembles de clients de la Coopérative. Les mêmes facteurs sont pris en compte pour déterminer s'il faut radier des montants liés aux débiteurs et aux produits provenant de services non facturés. Cela se produit généralement lorsqu'il n'y a aucune attente réaliste de reprise. Toutefois, les comptes radiés pourraient toujours faire l'objet d'activités de recouvrement. Aucun compte n'est radié directement dans la provision pour pertes sur créances.

Il n'y a eu aucune variation des risques par rapport à l'exercice précédent.

**8. Payments in Lieu of Taxes Receivables  
(Payable)**

The Cooperative is a Municipal Electricity Utility ("MEU") for purposes of the payments in lieu of taxes ("PILs") regime contained in the Electricity Act, 1998. As an MEU, the Cooperative is exempt from tax under the Income Tax Act (Canada) and the Corporations Tax Act (Ontario).

Under the Electricity Act, 1998, the Cooperative is required to make, for each taxation year, PILs to Ontario Electricity Financial Corporation ("OEFC"). These payments are calculated in accordance with the rules for computing taxable income and taxable capital and other relevant amounts contained in the Income Tax Act (Canada) and the Corporation Tax Act (Ontario) as modified by the Electricity Act, 1998, and related regulations.

PILs expense comprises of current and deferred tax. Current tax and deferred tax are recognized in net income except to the extent that it relates to items recognized directly in equity or regulatory deferral account balances (See Note 4).

Significant judgment is required in determining the provision for PILs. There are many transactions and calculations undertaken during the ordinary course of business for which the ultimate tax determination is uncertain. The Cooperative recognizes liabilities for anticipated tax audit issues based on the Cooperative's current understanding of the tax law. Where the final tax outcome of these matters is different from the amounts that were initially recorded, such differences will impact the current and deferred tax provisions in the period in which such determination is made.

**8. Paiement tenant lieu d'impôts à recevoir (à payer)**

Aux fins du régime de paiements tenant lieu d'impôts dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Coopérative est considérée comme un service municipal d'électricité. À ce titre, elle est exonérée des impôts exigibles en vertu de *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario).

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la Coopérative doit verser des paiements tenant lieu d'impôts à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO ») pour chaque exercice. Le calcul de ces paiements est déterminé par les règlements sur le calcul du revenu imposable, du capital imposable et de tout autre montant pertinent prévus par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'impôt des corporations* (Ontario), et peut être modifié par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et ses règlements d'application.

Les paiements tenant lieu d'impôts comprennent l'impôt exigible et l'impôt différé. Ces impôts sont comptabilisés en résultat net, sauf s'ils sont liés à des éléments comptabilisés directement en capitaux propres ou en soldes de comptes de report réglementaires (voir la Note 4).

La détermination de la provision pour paiements tenant lieu d'impôts repose largement sur le jugement. Dans le cours normal des activités, il existe un nombre élevé de transactions et de calculs pour lesquels la détermination finale des impôts est incertaine. Advenant une vérification fiscale, la Coopérative comptabilise des provisions pour impôts selon son interprétation actuelle des lois fiscales. Toute différence entre le résultat final de cette vérification et les montants initialement comptabilisés aura une influence sur la provision pour impôt exigible et impôt différé au cours de la période où cette différence est déterminée.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**8. Payments in Lieu of Taxes Receivables  
(Payable) (continued)**

Significant components of the payments in lieu of taxes expense are as follows:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Current tax		
Based on current year taxable income	\$ 17,511	\$ 10,804
Adjustments for over provision in prior periods	-	372
<b>Total provision for payment in lieu of taxes</b>	<b>\$ 17,511</b>	<b>\$ 11,176</b>

The income tax expense varies from amounts which would be computed by applying the Cooperative's combined statutory income tax rate as follows:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Basic rate applied to profit before provision for payments in lieu of taxes	\$ 128,017	\$ 104,805
Increase (decrease) in income tax resulting from:		
Small business deduction	(37,823)	(22,241)
Abatement of federal income tax	(14,008)	(8,554)
Temporary differences	(60,346)	(62,462)
Other	1,671	(372)
<b>Provision for payments in lieu of taxes</b>	<b>\$ 17,511</b>	<b>\$ 11,176</b>
<b>Effective rate applied to profit before provision for payments in lieu of taxes</b>	<b>49.50 %</b>	<b>49.50 %</b>

**8. Paiement tenant lieu d'impôts à recevoir (à payer) (suite)**

Les composantes importantes des paiements tenant lieu d'impôts de la Coopérative s'établissent comme suit :

**Impôts exigibles**

Basé sur le revenu imposable pour l'exercice en cours  
Ajustements pour provisions excédentaires des périodes précédentes

**Total de la provision pour paiement tenant lieu d'impôts**

La charge d'impôt sur le revenu diffère des montants qui seraient obtenus en appliquant le taux d'imposition combiné prévu par la loi :

Taux de base appliqué aux bénéfices avant provision pour paiements tenant lieu d'impôts  
Augmentation (diminution) de l'impôt sur le revenu découlant de :  
Dédution accordée aux petites entreprises  
Abattement d'impôt fédéral  
Écarts temporels  
Autres

**Provision pour paiements tenant lieu d'impôts**

**Taux effectif appliqué aux bénéfices avant provision pour paiements tenant lieu d'impôts**

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
 For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

9. Long-term debt

9. Dette à long terme

	2019	2018	
Caisse Populaire Nouvel-Horizon			Caisse Populaire Nouvel-Horizon
Loan, 2.9%, renewable in February 2023, payable by monthly instalments of \$4,898, principal and interest, secured by a general security agreement covering all assets.	\$ 430,127	\$ 581,338	Emprunt, 2,9%, renouvelable en février 2023, remboursable par versements mensuels de 4 898\$, capital et intérêt, garanti par une sûreté générale grevant tous les actifs.
Less: current portion	(46,925)	(42,500)	Moins: tranche échéant à moins d'un an
	\$ 383,202	\$ 538,838	

The principal repayments to be made during the next five years are as follows: 2020, \$46,925; 2021, \$48,304; 2022, \$49,723; 2023, \$51,185; 2024, \$52,689. These payments have been calculated under the assumption that the repayment plan will be successfully renewed, based on the present payment terms and interest rates.

Les versements en capital à effectuer au cours des cinq prochains exercices sont les suivants: 2020, 46 925 \$; 2021, 48 304 \$; 2022, 49 723 \$; 2023, 51 185 \$; 2024, 52 689 \$. Ces versements ont été calculés en fonction des conditions de paiements et taux d'intérêts actuels, en partant de l'hypothèse que le renouvellement de la dette à long terme sera effectué aux conditions existantes.

10. Employee Future Benefits

10. Avantages sociaux futurs

Defined contribution plan

The employees of the Cooperative participate in a defined contribution pension plan. The contributions are established by a percentage of the employee's salary. The contribution payable in exchange for services rendered during a period is recognized as an expense during that period. The employer portion of amounts paid to the plan during the year was \$11,224 (2018 - \$13,010). The contributions were made for current service and these have been recognized in net income in the "Salaries and benefits - Employees" account.

Régime à cotisations définies

Les employés de la Coopérative participent à un régime de retraite à cotisations définies. Les cotisations sont établies en fonction d'un pourcentage du salaire de l'employé(e). La cotisation, qui est payable contre les services rendus durant la période, est comptabilisée en charges au cours de celle-ci. La part de l'employeur des montants payés au régime au cours de l'exercice était de 11 224 \$ (2018 - 13 010 \$). Les cotisations ont été faites pour des services courants au cours de la période et elles ont été comptabilisées au résultat net au poste "Salaires et avantages sociaux - Employés".

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

**11. Share Capital**

An unlimited number of common shares at \$10 are authorized for issue. There are no preference shares.

*Issued*  
1,542 shares (2018 - 1,554)

	2019	2018
\$	15,420	\$ 15,540

**11. Capital-actions**

Un nombre illimité d'actions ordinaires de 10\$ peut être émis. Il n'y a pas d'actions privilégiées.

*Émis*  
1 542 actions (2018 - 1 554)

All shares are ranked equally with regards to the Cooperative's residual assets.

Toutes les actions sont classées sur un pied d'égalité en ce qui a trait aux actifs résiduels de la Coopérative.

**12. Other Revenues**

Pole rentals  
Amortization of contributions in aid of construction (Note 6)  
Retailers' revenue  
Other revenue  
Programs

	2019	2018
\$	6,665	\$ 6,989
	43,936	43,044
	2,749	2,239
	12,774	38,883
	90,288	48,977
\$	156,412	\$ 140,132

**12. Autres produits**

Location des poteaux  
Amortissement des apports affectés à la construction (Note 6)  
Produits des détaillants  
Autres produits  
Programmes

**13. Capital Management**

The Cooperative's objective with respect to capital management is to maintain a sufficient capital base to ensure sound and prudent management.

The Cooperative considers its capital to include share capital, contributed surplus and retained earnings, as stated on the statement of financial position. There have been no changes in what the Cooperative considers to be capital since the previous year.

Capital management is the responsibility of the Cooperative's board of directors.

**13. Gestion du capital**

L'objectif de la Coopérative en matière de gestion du capital est d'assurer le maintien d'un capital de base suffisant pour assurer une gestion saine et prudente.

La Coopérative considère le capital action, le surplus d'apport et les bénéfices non répartis, tel que figurant à l'état de la situation financière, comme son capital. Il n'y a eu aucun changement dans ce que la Coopérative considère comme capital depuis l'exercice précédente.

La gestion du capital est sous la responsabilité du conseil d'administration de la Coopérative.

---

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

---

**14. Commitments**

The Cooperative signed a contract with Ottawa River Energy Solutions Inc. sub-contracting their customer invoicing. The contract expires August 31, 2021. The annual payment is based on the number of invoices produced in the year and the cost per invoice is increased by 2.85% annually.

The Cooperative signed a contract for the rental of its office space. This contract expires in December 2020. The rent payment is \$1,475 per month.

The Cooperative signed a contract with Tandem Energy Services Inc. for consultation services for the optimization of daily operations and for the OEB's regulatory requirements. This contract expires in December 2020. The annual payment of the consultation fees is \$33,000.

The minimum annual contract payments for the next two years are as follows:

2020	\$	74,744
2021	\$	36,905

**14. Engagements**

La Coopérative a signé un contrat avec Ottawa River Energy Solutions Inc. pour que cette corporation s'occupe de la facturation. Le contrat vient à échéance le 31 août 2021. Le paiement annuel est basé sur le nombre de factures produites pendant l'année et le coût par facture est augmenté de 2,85% annuellement.

La Coopérative a signé un contrat pour la location de ses bureaux. Ce contrat vient à échéance en décembre 2020. Le paiement de location est de 1 475 \$ par mois.

La Coopérative a signé un contrat avec Tandem Energy Services Inc. pour des services de consultation pour l'optimisation des opérations quotidiennes et pour les exigences réglementaires de la CEO. Ce contrat vient à échéance en décembre 2020. Le paiement annuel des frais de consultation est de 33 000 \$.

Les paiements minimaux des engagements pour les deux prochaines années sont les suivants :

---

**15. Financial Instruments**

Liquidity risk

The liquidity risk is the risk associated with the ability of the Cooperative to raise the necessary funds (by increasing liabilities or converting assets) to meet a financial obligation, whether or not on the statement of financial position.

The following tables present financial assets and financial liabilities on the statement of financial at book value and broken down by their remaining contractual maturities.

There have not been any changes in the risk from prior year.

**15. Instruments financiers**

Risque de liquidité

Le risque de liquidité correspond au risque lié à la capacité de la Coopérative de réunir les fonds nécessaires (par augmentation du passif ou conversion de l'actif) pour faire face à une obligation financière, figurant ou non à l'état de la situation financière.

Les tableaux suivants présentent les actifs financiers et les passifs financiers inscrits à l'état de la situation financière à la valeur comptable et répartis selon leurs échéances contractuelles résiduelles.

Il n'y a eu aucune variation ses risques par rapport à l'exercice précédent.

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
**For the year ended December 31, 2019**

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
**Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019**

15. Financial Instruments (continued)

15. Instruments financiers (suite)

	2019					Total / Total	
	Less than 1 year / Moins de 1 an	From 1 to 5 years / De 1 à 5 ans	More than 5 years / Plus de 5 ans	No deadline / Sans échéance précise			
<b>Asset</b>							<b>Actif</b>
Cash	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,193,488	\$ -	\$ 1,193,488	Encaisse
Accounts receivable	502,060	-	-	-	-	502,060	Débiteurs
Unbilled service revenue	523,740	-	-	-	-	523,740	Produits provenant de services non facturés
	<b>\$ 1,025,800</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1,193,488</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 2,219,288</b>	
<b>Liabilities</b>							<b>Passifs</b>
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 962,903	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 962,903	Créditeurs et frais courus
Patronage payable	-	-	-	45,415	-	45,415	Ristournes à payer
Long-term debt	46,925	201,901	181,301	-	-	430,127	Dettes à long terme
	<b>\$ 1,009,828</b>	<b>\$ 201,901</b>	<b>\$ 181,301</b>	<b>\$ 45,415</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1,438,445</b>	
	2018						
	Less than 1 year / Moins de 1 an	From 1 to 5 years / De 1 à 5 ans	More than 5 years / Plus de 5 ans	No deadline / Sans échéance précise		Total / Total	
<b>Asset</b>							<b>Actif</b>
Cash	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 912,190	\$ -	\$ 912,190	Encaisse
Accounts receivable	399,610	-	-	-	-	399,610	Débiteurs
Unbilled service revenue	406,456	-	-	-	-	406,456	Produits provenant de services non facturés
<b>Total of assets</b>	<b>\$ 806,066</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 912,190</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1,718,256</b>	<b>Total de l'actif</b>
<b>Liabilities</b>							<b>Passifs</b>
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 772,404	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 772,404	Créditeurs et frais courus
Patronage payable	-	-	-	35,000	-	35,000	Ristournes à payer
Long-term debt	46,925	256,137	278,276	-	-	581,338	Dettes à long terme
	<b>\$ 819,329</b>	<b>\$ 256,137</b>	<b>\$ 278,276</b>	<b>\$ 35,000</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1,388,742</b>	

---

**Embrun Hydro Cooperative Inc.**  
**Notes to the Financial Statements**  
For the year ended December 31, 2019

**Coopérative Hydro Embrun inc.**  
**Notes aux états financiers**  
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

---

**16. Standards, Amendments and Interpretations  
Not Yet Effective**

There are no other standards, interpretations or amendments issued, but not yet effective that the Cooperative anticipates may have a material effect on the financial statements once adopted.

**16. Normes, modifications et interprétations  
publiées, mais non encore entrées en  
vigueur**

Il n'y a pas d'autres normes, interprétations ou modifications publiées, mais pas encore en vigueur qui, selon la coopérative, pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers une fois adoptés.

## **BYLAW AMENDMENTS**

### **SECTION: COOPERATIVE RATIONALE**

The Cooperative's mission to be added as follows:

Be a profitable company in order to offer its members bilingual and reliable services when it comes to electricity distribution, while contributing to the community's economic, social and cultural well-being.

### **SECTION 2: MEMBERS, ARTICLE 2.3**

A member cannot own a share with another member.

**And replaced by**

A member can own a share with another member.

### **SECTION 7: BOARD OF DIRECTORS, SECTION 7.1**

The Cooperative's Board of directors is made up of three (3) administrators elected by the members

**And replaced by**

The Cooperative's Board of directors is made up of five (5) administrators elected by the members

## **APPOINTMENT OF ADMINISTRATOR – 2019**

Appointment effective December 31, 2019

To the administrator position (three-year term):

Michel Provost: Proposed by Rachelle Laplante and Marie-Claire Yvanski

## **SPORTS COMPLEX DONATION**

The Township of Russell is looking to build a recreational facility that will serve as a sports, culture and leisure complex. The estimated cost for this complex is 50 million dollars, with a plan for three ice rinks, two pools and a theatre/auditorium that seats 250 to 300 people.

The Township of Russell has submitted funding applications to the municipal and provincial governments.

At the regular Board of directors' meeting on March 11, 2020, the following resolution was adopted:

**RES-2020-023**

Proposed by Pierre Carrière, seconded by Jean Martel

WHEREAS the Township of Russell is looking to build a recreational facility that will serve as a sports, culture and leisure complex, at an estimated cost of 50 million dollars.

WHEREAS the Township of Russell has submitted funding applications to the municipal and provincial governments.

WHEREAS this proposition will need to be submitted for approval at the Annual General Meeting on April 14, 2020.

RESOLVED that Coopérative Hydro Embrun Inc. commits to a \$100,000 donation to the Township of Russell, according to the conditions set forth by the Coopérative Hydro Embrun Inc. Board of directors.

Adopted.

## **FAREWELL MESSAGE FROM PIERRE CARRIÈRE**

It's the end of a beautiful era:

I started this wonderful adventure on December 5, 1978, and I'm ending it on April 14, 2020.

During that time, I've worked with six executive directors:

Maurice Bruyère, Gérard Bélisle, Jacques Émard, Claude Potier, Michel Provost and Benoit Lamarche.

The Coopérative has had seven presidents over these years:

Rosario Émard, Richard Blouin, Gérald Boyer, Robert Richard, Albert Bourdeau, Pierre Carrière and Jean Martel.

It has been an honour and a privilege to have served and represented you for the past 42 years with Coopérative Hydro Embrun Inc. (formerly known as Village partiellement autonome d'Embrun). I wish to thank all the employees who supported us and helped our company succeed.

In 1978, we were worth about \$500,000. In 2018, we were valued at nearly \$8,000,000. At first, we had a hard time paying our Ontario Hydro bill; we had to pay it in two instalments. Of course, back then, we weren't allowed to turn a profit as a municipality, whereas nowadays the Cooperative is allowed to turn a 7-8% profit.

At first, we built a distribution station with three circuits to serve our customers. In 2017, given the population increase within our territory, we added a fourth circuit and built another distribution station. Today, all four circuits are connected by a switch system at the corner of Blais and Notre-Dame, which transfers the load throughout our territory.

I'd also like to thank all the contractors who've worked for us:

Bruno Brisson Électrique, Robinson Electric, Ontario Hydro, Pierre Mercier Electric, K-Line Electric, Mike Vandelst, Pana Electric, Dundas Powerline, Sproule Powerline Construction and John McCourt.

Lastly, a big thank you to my wife Georgette for her support and her patience, especially during power outages, because that's when the phone starts ringing.

Thank you all, and best of luck to the Cooperative in the upcoming years.

*Pierre A. Carrière*

## **SERVICES PROVIDED BY THE COOPERATIVE**

### **TECHNICAL SERVICES**

- Cable localization
- Underground services
- Overhead services
- Meter verification
- Cost estimates
- Subdivision plan and proposals
- Maintenance of tree branches
- Information on monthly electricity use of appliances

### **PAYMENT METHODS**

- Debit card
- Pre-authorized payment
- Cheque
- Equal payments, telepayment
- Cash
- Money order
- Visa or Mastercard (online)