

États financiers consolidés intermédiaires non audités de

Algonquin Power & Utilities Corp.

Pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des résultats consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains, sauf les montants par action)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Distribution d'électricité à tarifs réglementés	308 116 \$	218 667 \$	922 100 \$	562 961 \$
Distribution de gaz naturel à tarifs réglementés	62 584	55 286	353 909	317 765
Assainissement de l'eau et distribution d'eau à tarifs réglementés	64 008	39 354	176 600	102 076
Ventes d'énergie à tarifs non réglementés	73 595	56 053	182 268	182 288
Autres produits	20 272	7 121	55 763	20 646
	528 575	376 481	1 690 640	1 185 736
Charges				
Exploitation	177 204	116 037	528 343	364 405
Achats d'électricité à tarifs réglementés	94 435	58 106	382 726	158 154
Achats de gaz naturel à tarifs réglementés	14 497	13 254	113 983	96 174
Achats d'eau à tarifs réglementés	3 888	3 747	10 036	9 234
Achats d'énergie à tarifs non réglementés	11 898	4 969	25 887	11 714
Frais d'administration	15 165	14 534	48 930	50 557
Amortissement	96 553	71 528	292 153	226 075
Perte (gain) de change	1 267	(936)	3 412	(5 630)
	414 907	281 239	1 405 470	910 683
Bénéfice d'exploitation	113 668	95 242	285 170	275 053
Intérêts débiteurs	(51 654)	(45 560)	(159 416)	(136 626)
Produit (perte) tiré des placements à long terme (note 6)	(114 242)	(3 067)	(104 243)	168 365
Autres pertes nettes (note 16)	(889)	(16 928)	(11 086)	(44 758)
Coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite non liés au service (note 8)	(3 875)	(2 369)	(11 420)	(9 342)
Gain (perte) sur les instruments financiers dérivés (note 21 b) iv))	(1 817)	301	(2 082)	1 747
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	(58 809)	27 619	(3 077)	254 439
Recouvrement (charge) d'impôts (note 15)				
Impôts exigibles	(3 755)	524	(10 994)	(5 585)
Impôts reportés	23 143	19 179	56 215	(7 927)
	19 388	19 703	45 221	(13 512)
Bénéfice net (perte nette)	(39 421)	47 322	42 144	240 927
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle (note 14)				
Participations ne donnant pas le contrôle	14 087	11 294	54 989	47 270
Participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée	(2 588)	(2 765)	(7 886)	(9 924)
	11 499 \$	8 529 \$	47 103 \$	37 346 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	(27 922) \$	55 851 \$	89 247 \$	278 273 \$
Dividendes sur les actions privilégiées de série A et de série D (note 12)	2 267	2 102	6 757	6 259
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	(30 189) \$	53 749 \$	82 490 \$	272 014 \$
Bénéfice net (perte nette) de base par action (note 17)	(0,05) \$	0,09 \$	0,13 \$	0,50 \$
Bénéfice net dilué (perte nette diluée) par action (note 17)	(0,05) \$	0,09 \$	0,13 \$	0,49 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États du résultat étendu consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette)	(39 421) \$	47 322 \$	42 144 \$	240 927 \$
Autres éléments du résultat étendu (« AERE ») :				
Écart de conversion, déduction faite de la charge d'impôts de 291 \$ et du recouvrement d'impôts de 1 068 \$ (recouvrement d'impôts de 954 \$ et charge d'impôts de 1 828 \$ en 2020), respectivement (notes 21 b) iii) et 21 b) iv))	(28 904)	10 812	(32 172)	(17 245)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 12 062 \$ et 22 346 \$ (recouvrement d'impôts respectivement de 1 821 \$ et 9 210 \$ en 2020) (note 21 b) ii))	(31 599)	(4 761)	(55 746)	(25 062)
Variation des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 97 \$ et 432 \$ (charge d'impôts de 81 \$ et 72 \$ en 2020) (note 8)	321	196	2 486	175
AERE, déduction faite des impôts	(60 182)	6 247	(85 432)	(42 132)
Résultat étendu	(99 603)	53 569	(43 288)	198 795
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(12 801)	(7 055)	(46 476)	(39 986)
Résultat étendu attribuable aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	(86 802) \$	60 624 \$	3 188 \$	238 781 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.
Bilans consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
ACTIF		
Actif à court terme :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	190 835 \$	101 614 \$
Débiteurs, montant net (note 4)	325 582	325 887
Gaz naturel et carburant stockés	67 796	30 567
Stock de fournitures et de matières consommables	100 035	104 078
Actifs réglementaires (note 5)	140 661	63 042
Charges payées d'avance	69 047	49 640
Instruments dérivés (note 21)	9 017	13 106
Autres actifs	14 835	7 266
	917 808	695 200
Immobilisations corporelles, montant net	11 098 380	8 241 838
Actifs incorporels, montant net	107 408	114 913
Goodwill	1 204 728	1 208 390
Actifs réglementaires (note 5)	1 024 687	782 429
Placements à long terme (note 6)		
Placement à la juste valeur	1 787 295	1 839 212
Autres placements à long terme	419 859	214 583
Instruments dérivés (note 21)	16 958	39 001
Impôts reportés	34 179	21 880
Autres actifs	87 650	66 703
	16 698 952 \$	13 224 149 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Bilans consolidés intermédiaires non audités (suite)

(en milliers de dollars américains)

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme :		
Créditeurs	144 926 \$	192 160 \$
Charges à payer	445 938	369 530
Dividendes à payer (note 12)	106 731	92 720
Passifs réglementaires (note 5)	44 349	38 483
Dette à long terme (note 7)	516 712	139 874
Autres obligations à long terme (note 9)	160 515	72 748
Instruments dérivés (note 21)	51 838	41 980
Autres passifs	11 740	7 901
	1 482 749	955 396
Dette à long terme (note 7)	6 353 335	4 398 596
Passifs réglementaires (note 5)	538 851	563 035
Impôts reportés	519 667	568 644
Instruments dérivés (note 21)	73 298	68 430
Obligation au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	319 076	341 502
Autres obligations à long terme (note 9)	528 008	339 181
	9 812 984	7 234 784
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables, détenues par une partie liée (note 13 b))	306 492	306 316
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	14 971	20 859
	321 463	327 175
Capitaux propres :		
Actions privilégiées	184 299	184 299
Actions ordinaires (note 10 a))	5 382 318	4 935 304
Surplus d'apport	1 959	60 729
Bénéfices non répartis (déficit)	(343 974)	45 753
Cumul des AERE (note 11)	(114 937)	(22 507)
Total des capitaux propres attribuables aux actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.	5 109 665	5 203 578
Participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle	1 407 036	399 487
Participations ne donnant pas le contrôle détenues par une partie liée (note 13 c))	47 804	59 125
	1 454 840	458 612
Total des capitaux propres	6 564 505	5 662 190
Engagements et éventualités (note 19)		
Événements postérieurs à la date du bilan (notes 3, 5, 10 et 13)		
	16 698 952 \$	13 224 149 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

État des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.							
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des AERE	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 30 juin 2021	5 251 808 \$	184 299 \$	— \$	(205 764) \$	(56 057) \$	1 474 761 \$	6 649 047 \$
Perte nette	—	—	—	(27 922)	—	(11 499)	(39 421)
Incidence des participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(874)	(874)
AERE	—	—	—	—	(58 880)	(1 302)	(60 182)
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(86 208)	—	(6 246)	(92 454)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	23 288	—	—	(23 288)	—	—	—
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les ajustements après impôts	104 326	—	—	—	—	—	104 326
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	1 267	—	—	—	—	—	1 267
Rémunération à base d'actions	—	—	3 675	—	—	—	3 675
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	1 629	—	(1 716)	(792)	—	—	(879)
Solde au 30 septembre 2021	5 382 318 \$	184 299 \$	1 959 \$	(343 974) \$	(114 937) \$	1 454 840 \$	6 564 505 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

État des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.							
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des AERE	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 30 juin 2020	4 181 365 \$	184 299 \$	51 834 \$	(323 404) \$	(54 026) \$	483 261 \$	4 523 329 \$
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	55 851	—	(8 529)	47 322
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(1 049)	(1 049)
AERE	—	—	—	—	4 773	1 474	6 247
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(74 885)	—	(4 667)	(79 552)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	20 047	—	—	(20 047)	—	—	—
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les coûts après impôts	705 437	—	—	—	—	—	705 437
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	1 048	—	—	—	—	—	1 048
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	36	—	—	—	—	—	36
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	—	—	—	(55)	—	—	(55)
Rémunération à base d'actions	—	—	6 792	—	—	—	6 792
Acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	—	—	(1 070)	—	—	—	(1 070)
Solde au 30 septembre 2020	4 907 933 \$	184 299 \$	57 556 \$	(362 540) \$	(49 253) \$	470 490 \$	5 208 485 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

État des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.							
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Bénéfices non répartis (déficit)	Cumul des AERE	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	4 935 304 \$	184 299 \$	60 729 \$	45 753 \$	(22 507) \$	458 612 \$	5 662 190 \$
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	89 247	—	(47 103)	42 144
Incidence des participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(2 747)	(2 747)
AERE	—	—	—	—	(86 059)	627	(85 432)
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(244 812)	—	(19 613)	(264 425)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	69 496	—	—	(69 496)	—	—	—
Apports des participations ne donnant pas le contrôle (note 3), moins les coûts	—	—	6 919	—	(6 371)	1 035 923	1 036 471
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	16	—	—	—	—	—	16
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, déduction faite des coûts après impôts	365 554	—	—	—	—	—	365 554
Paiements d'ajustement relatifs au contrat (note 7 a))	—	—	(62 240)	(160 138)	—	—	(222 378)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	3 839	—	—	—	—	—	3 839
Rémunération à base d'actions	—	—	8 749	—	—	—	8 749
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	8 109	—	(12 198)	(4 528)	—	—	(8 617)
Participation ne donnant pas le contrôle liée à une acquisition d'actifs (note 3 b))	—	—	—	—	—	29 141	29 141
Solde au 30 septembre 2021	5 382 318 \$	184 299 \$	1 959 \$	(343 974) \$	(114 937) \$	1 454 840 \$	6 564 505 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

État des capitaux propres consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020

Actionnaires d'Algonquin Power & Utilities Corp.						Participations ne donnant pas le contrôle	Total
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des AERE		
Solde au 31 décembre 2019	4 017 044 \$	184 299 \$	50 579 \$	(367 107) \$	(9 761) \$	531 541 \$	4 406 595 \$
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	278 273	—	(37 346)	240 927
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables non comprises dans les capitaux propres (note 14)	—	—	—	—	—	(4 733)	(4 733)
AERE	—	—	—	—	(39 492)	(2 640)	(42 132)
Dividendes déclarés et distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(211 696)	—	(19 703)	(231 399)
Dividendes et émission d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	45 869	—	—	(45 869)	—	—	—
Apports des participations ne donnant pas le contrôle, moins les coûts	—	—	—	—	—	3 371	3 371
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	48	—	—	—	—	—	48
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, moins les coûts après impôts	823 737	—	—	—	—	—	823 737
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions à l'intention des employés	3 006	—	—	—	—	—	3 006
Rémunération à base d'actions	—	—	19 301	—	—	—	19 301
Actions ordinaires émises dans le cadre d'attributions à base d'actions	18 229	—	(11 254)	(16 141)	—	—	(9 166)
Acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	—	—	(1 070)	—	—	—	(1 070)
Solde au 30 septembre 2020	4 907 933 \$	184 299 \$	57 556 \$	(362 540) \$	(49 253) \$	470 490 \$	5 208 485 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des flux de trésorerie consolidés intermédiaires non audités

(en milliers de dollars américains)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :				
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	(39 421) \$	47 322 \$	42 144 \$	240 927 \$
Ajustements et éléments sans effet sur la trésorerie :				
Amortissement	96 553	71 528	292 153	226 075
Impôts reportés	(23 143)	(19 179)	(56 215)	7 927
Gain latent sur les instruments financiers dérivés	(11 884)	(2 015)	(11 686)	(4 194)
Charge de rémunération à base d'actions	3 414	6 588	7 800	18 228
Coût des fonds de capitaux propres utilisés aux fins de la construction	(275)	134	(406)	(1 903)
Variation de la valeur de placements comptabilisés à la juste valeur	139 050	23 394	183 452	(95 690)
Charges liées aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite en excédent (en deçà) des cotisations	(1 477)	(214)	(7 525)	2 570
Distributions reçues de placements comptabilisés à la valeur de consolidation, déduction faite des produits	6 676	1 494	13 587	3 566
Autres	(1 000)	16 075	5 300	14 051
Variations des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation (note 20)	6 221	(23 695)	(437 648)	(80 324)
	174 714	121 432	30 956	331 233
Activités de financement				
Augmentation de la dette à long terme	1 824 449	1 450 979	9 175 714	2 787 634
Remboursement de la dette à long terme	(1 535 152)	(1 639 150)	(8 392 109)	(2 712 318)
Émission d'actions ordinaires, moins les coûts	105 229	699 888	367 991	820 145
Dividendes en espèces sur actions ordinaires	(82 151)	(63 847)	(222 928)	(186 415)
Dividendes sur actions privilégiées	(2 267)	(2 102)	(6 757)	(6 259)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle rachetables (notes 3 b), d) et e))	—	—	1 032 204	2 649
Apports en espèces des participations ne donnant pas le contrôle fondés sur la production	—	—	4 832	3 371
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle d'une partie liée (note 13 b) et c))	(5 233)	(4 710)	(19 191)	(20 622)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(3 449)	(2 462)	(7 447)	(9 687)
Produit du règlement de dérivés	—	—	(33 782)	—
Actions remises pour financer les retenues d'impôts à l'exercice d'options sur actions	(1 120)	—	(2 984)	(4 644)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	(1 935)	—	(1 935)
Augmentation des autres obligations à long terme	4 986	3 581	61 202	10 782
Diminution des autres obligations à long terme	(21 742)	(1 266)	(25 046)	(6 292)
	283 550	438 976	1 931 699	676 409
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	(348 050)	(182 662)	(1 051 182)	(524 971)
Augmentation des placements à long terme	(118 764)	(118 031)	(787 149)	(223 198)
Acquisitions d'entités en exploitation	—	354	—	(2 697)
Augmentation des autres actifs	(9 728)	(7 651)	(37 580)	(15 415)
Encaissement du capital lié aux prêts pour des projets d'aménagement à recevoir	834	2 789	834	13 743
Produit de la vente d'actifs à long terme	1 616	—	5 960	415
	(474 092)	(305 201)	(1 869 117)	(752 123)
Incidence des écarts de taux de change sur la trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(1 276)	3 923	(749)	2 173
Augmentation (diminution) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(17 104)	259 130	92 789	257 692
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période	239 911	85 834	130 018	87 272
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période	222 807 \$	344 964 \$	222 807 \$	344 964 \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

États des flux de trésorerie consolidés intermédiaires non audités (suite)

(en milliers de dollars américains)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Trésorerie versée au cours de la période au titre des intérêts débiteurs	50 349 \$	43 666 \$	162 674 \$	143 254 \$
Trésorerie versée au cours de la période au titre des impôts sur les bénéfices	1 687 \$	2 367 \$	3 362 \$	4 291 \$
Trésorerie reçue au cours de la période au titre des distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	28 139 \$	22 200 \$	90 779 \$	72 541 \$
Activités de financement et d'investissement hors trésorerie :				
Acquisitions d'immobilisations corporelles dans les charges à payer	120 640 \$	73 117 \$	120 640 \$	73 117 \$
Émission d'actions ordinaires aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et des régimes de rémunération à base d'actions	26 184 \$	21 093 \$	81 444 \$	67 104 \$
Cession d'immobilisations corporelles, d'actifs incorporels et de charges à payer en échange du billet à recevoir	3 089 \$	— \$	90 821 \$	— \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp. (« AQN » ou la « société ») est une entité constituée en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Les activités d'AQN sont réparties entre deux unités d'exploitation principales, soit le groupe Services à tarifs réglementés et le groupe Énergies renouvelables. Le groupe Services à tarifs réglementés possède et exploite un portefeuille de réseaux de services publics de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de collecte des eaux usées à tarifs réglementés, en plus d'être responsable des activités de transport aux États-Unis, aux Bermudes, au Chili et au Canada; le groupe Énergies renouvelables possède et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'électricité thermique à tarifs non réglementés.

1. Principales méthodes comptables

a) Base d'établissement

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints et les notes y afférentes ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et présentent les informations à fournir exigées par la Regulation S-X fournie par la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires non audités comprennent tous les ajustements de nature récurrente qui sont requis pour présenter fidèlement les résultats d'exploitation intermédiaires.

Les principales méthodes comptables appliquées aux présents états financiers consolidés intermédiaires non audités d'AQN sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés d'AQN au 31 décembre 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

b) Caractère saisonnier

Les résultats d'exploitation d'AQN sont assujettis aux variations saisonnières qui pourraient influencer considérablement sur les résultats d'exploitation d'un trimestre à l'autre et, par conséquent, les résultats d'exploitation d'un trimestre ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation d'un trimestre ultérieur. Lorsqu'un mécanisme de découplage est utilisé, l'organisme de réglementation concerné impose un plafond de revenu volumétrique qui ne fluctue pas en fonction de l'utilisation. Les divers services publics de distribution d'électricité d'AQN peuvent enregistrer une hausse ou une baisse de la demande en été ou en hiver selon les caractéristiques particulières du climat régional et du secteur d'activité. En hiver, les services publics de distribution du gaz naturel enregistrent une demande plus élevée qu'en été. Les produits liés aux actifs des services publics de distribution d'eau et de traitement des eaux usées d'AQN varient selon la demande en eau, laquelle est habituellement plus forte pendant les mois plus secs et plus chauds d'été. Les actifs d'énergie hydroélectrique d'AQN sont principalement composés de centrales au fil de l'eau dont les activités varient en fonction des débits naturels de l'eau. En hiver et en été, les débits sont généralement plus faibles qu'au printemps et qu'à l'automne. À l'égard des actifs d'énergie éolienne d'AQN, les vents sont habituellement plus forts au printemps, à l'automne et à l'hiver, alors qu'ils sont plus calmes en été. Les actifs d'énergie solaire d'AQN bénéficient d'un meilleur ensoleillement en été, lequel est plus faible en hiver.

c) Conversion des devises

La monnaie de présentation d'AQN est le dollar américain. Dans les présents états financiers consolidés intermédiaires non audités, les montants libellés en dollars canadiens sont accompagnés du symbole « \$ CA » ou de la mention « dollars canadiens », les montants libellés en pesos chiliens sont accompagnés du symbole « CLP » ou de la mention « pesos chiliens », les montants libellés en unidad de fomento du Chili sont accompagnés du symbole « CLF » ou de la mention « unidad de fomento », et les montants libellés en dollars bermudiens sont accompagnés du symbole « BMD » ou de la mention « dollars bermudiens » immédiatement après le montant présenté.

2. Prises de position en comptabilité publiées récemment

a) Prises de position en comptabilité adoptées récemment

Le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié l'ASU 2020-01, *Investments – Equity Securities (Topic 321), Investments – Equity Method and Joint Ventures (Topic 323), and Derivatives and Hedging (Topic 815): Clarifying the Interactions between Topic 321, Topic 323, and Topic 815* qui traite du foisonnement de pratiques de comptabilisation de certains titres de capitaux propres lors de l'application ou de l'abandon de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation et de certaines considérations relatives à l'étendue des contrats à terme et des options achetées. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le FASB a publié l'ASU 2019-12, *Income Taxes (Topic 740): Simplifying the Accounting for Income Taxes* afin de réduire la complexité des normes comptables de façon générale. La mise à jour élimine certaines exceptions aux principes généraux énoncés dans le Topic 740, *Income Taxes* et apporte des modifications visant à améliorer l'application uniforme d'autres aspects du Topic 740. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

b) Directives comptables récentes n'ayant pas encore été adoptées

Le FASB a publié l'ASU 2021-05, *Leases (Topic 842): Lessors – Certain Leases with Variable Lease Payments* afin de répondre aux préoccupations liées aux pertes au jour 1 dans le cadre de contrats de location-vente ou de contrats de location-financement assortis de paiements variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux. La mise à jour modifie les dispositions relatives au classement par le bailleur pour refléter les pratiques antérieures au titre du Topic 840, *Leases*. Les modifications apportées par la mise à jour sont en vigueur pour les périodes intermédiaires et les exercices ouverts après le 15 décembre 2021. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette mise à jour.

Le FASB a publié l'ASU 2020-06, *Debt – Debt with Conversion and Other Options (Subtopic 470-20) and Derivatives and Hedging – Contracts in Entity's Own Equity (Subtopic 815-40): Accounting for Convertible Instruments and Contracts in an Entity's Own Equity* qui traite de la complexité de la comptabilisation de certains instruments financiers assortis de caractéristiques d'éléments de passif et de capitaux propres. La norme réduit le nombre de modèles de comptabilisation pour les instruments d'emprunt sous forme de débentures convertibles et les actions privilégiées convertibles et modifie les obligations d'information, et la directive a été modifiée pour tenir compte de l'exclusion du champ d'application des dérivés pour les contrats comptabilisés dans les capitaux propres d'une entité de manière à réduire le recours aux conclusions sur la comptabilité fondées sur la forme plutôt que sur la substance. Les modifications apportées par la mise à jour sont en vigueur pour les périodes intermédiaires et les exercices ouverts après le 15 décembre 2021. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette mise à jour.

Le FASB a publié l'ASU 2020-04, *Reference Rate Reform (Topic 848): Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting* pour fournir des mesures de simplification facultatives et des exceptions afin d'alléger le fardeau que pourrait représenter la réforme des taux de référence. Les modifications s'appliquent à la comptabilisation des contrats, des relations de couverture et autres transactions faisant référence au LIBOR ou à un autre taux de référence qui doit être abandonné en raison de la réforme des taux de référence. Les modifications apportées par la mise à jour sont en vigueur pour toutes les entités à compter du 12 mars 2020 jusqu'au 31 décembre 2022. Le FASB a mis à jour le Topic 848 de l'ASU 2021-01 pour préciser que le champ d'application du Topic 848 couvre les dérivés touchés par la transition au nouveau taux d'actualisation. La société évalue actuellement l'incidence de la réforme des taux de référence et de l'adoption de cette mise à jour.

3. Acquisitions d'entreprises et d'actifs

a) Entente en vue d'acquérir Kentucky Power Company et AEP Kentucky Transmission Company

Le 26 octobre 2021, Liberty Utilities Co., une filiale indirecte d'AQN, a conclu une entente avec American Electric Power Company, Inc. (« AEP ») et AEP Transmission Company, LLC en vue d'acquérir Kentucky Power Company (« Kentucky Power ») et AEP Kentucky Transmission Company, Inc. (« Kentucky TransCo ») pour un prix d'acquisition total d'environ 2 846 000 \$, incluant la reprise de dette totalisant environ 1 221 000 \$ (la « transaction Kentucky Power »).

Kentucky Power est un service public de production, de distribution et de transport d'électricité à tarifs réglementés du Commonwealth du Kentucky et fonctionnant dans un cadre du coût du service. Kentucky TransCo est une entreprise de transport d'électricité exploitant la partie située au Kentucky des infrastructures de transport d'électricité faisant partie de l'organisation de transport régionale Pennsylvanie – New Jersey – Maryland. Kentucky Power et Kentucky TransCo exercent des activités à tarifs réglementés par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis.

La clôture de la transaction Kentucky Power est assujettie à l'obtention de certaines approbations des organismes de réglementation et des gouvernements, notamment l'expiration ou la levée d'une période d'attente applicable prévue par la *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976* (la « Loi HSR »), l'autorisation de la transaction Kentucky Power par le Committee on Foreign Investment in the United States (le « CFIUS »), l'autorisation de la Kentucky Public Service Commission (la « KPSC ») et la FERC, l'autorisation de la Public Service Commission of West Virginia à l'égard de la résiliation et du remplacement de la convention d'exploitation actuelle de la centrale au charbon Mitchell, dans laquelle Kentucky Power détient une participation de 50 %, soit 780 MW), et le respect d'autres conditions de clôture usuelles. Si la convention d'acquisition est résiliée dans certaines circonstances, y compris l'incapacité d'obtenir les autorisations réglementaires requises (autres que l'autorisation de la Kentucky Public Service Commission, de la FERC ou de la Public Service Commission of West Virginia pour la résiliation et le remplacement de la convention d'exploitation actuelle de la centrale Mitchell), la société pourrait être tenue de verser des frais de résiliation de 65 000 \$. La clôture de la transaction Kentucky Power est prévue pour le milieu de 2022.

b) Acquisition des centrales éoliennes du Midwest

En 2019, The Empire District Electric Company (« Empire Electric System »), une filiale en propriété exclusive de la société, a conclu des ententes visant l'acquisition, lorsqu'ils seront achevés, de trois parcs éoliens produisant jusqu'à 600 MW d'énergie éolienne, situés dans les comtés de Barton, Dade, Lawrence et Jasper au Missouri et de Neosho, au Kansas (collectivement, les « centrales éoliennes du Midwest »).

En novembre 2019, Liberty Utilities Co, une filiale en propriété exclusive de la société, a acquis une participation dans les entités qui détiennent North Fork Ridge et Kings Point, les deux projets éoliens du Missouri, et, en partenariat avec un promoteur tiers, a poursuivi l'aménagement et la construction de ces projets jusqu'à l'acquisition par Empire Electric System après leur achèvement. La société a comptabilisé sa participation dans ces deux projets à la valeur de consolidation (note 6 b)).

En novembre 2019, un contrat donnant droit à des avantages fiscaux a été conclu pour le projet éolien de Neosho Ridge au Kansas et, en décembre 2020, des contrats donnant droit à des avantages fiscaux ont été conclus pour North Fork Ridge et Kings Point. Ces contrats prévoient que les parts de société en commandite de catégorie A seront détenues par des investisseurs tiers ayant droit à des avantages fiscaux qui recevront la plupart des avantages fiscaux associés aux centrales éoliennes du Midwest. Parallèlement à la conclusion des ententes donnant droit à des avantages fiscaux en décembre 2020, la centrale éolienne North Fork Ridge a commencé à être exploitée commercialement et les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux ont fourni le financement initial de 29 446 \$. Les centrales éoliennes Kings Point et Neosho Ridge ont commencé leurs activités commerciales en 2021.

3. Acquisitions d'entreprises et d'actifs (suite)

b) Acquisition des centrales éoliennes du Midwest (suite)

En 2021, Empire Electric System a fait l'acquisition de l'ensemble des centrales éoliennes du Midwest pour lesquelles elle a versé à des promoteurs tiers une contrepartie totale de 98 011 \$, obtenant ainsi le contrôle des centrales. Après l'acquisition, les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux ont fourni du financement additionnel de 530 880 \$, et des prêts à des tiers pour la construction de 789 923 \$ ont été remboursés. La société a comptabilisé ces transactions comme des acquisitions d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis se concentre dans un groupe d'actifs identifiables semblables.

Le tableau qui suit résume la répartition du total des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition :

	Centrales éoliennes du Midwest
Fonds de roulement	(28 630) \$
Immobilisations corporelles	1 137 713
Dette à long terme	(789 804)
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	(27 053)
Passif d'impôts reportés	(3 284)
Autres passifs	(104 129)
Participation ne donnant pas le contrôle (investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux)	(29 141)
Total des actifs nets acquis	155 672
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15 860
Actifs nets acquis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	139 812 \$

c) Centrale solaire Altavista

Jusqu'en avril 2021, la société détenait une participation de 50 % dans Altavista Solar SponsorCo, LLC, une entité qui détient indirectement une centrale solaire de 80 MW dans le comté de Campbell, en Virginie. En avril 2021, la société a acquis la participation résiduelle de 50 % dans Altavista pour un montant de 6 735 \$ et a ainsi obtenu le contrôle de l'installation. Après l'acquisition, le prêt à des tiers pour la construction de 122 024 \$ a été remboursé. La société a comptabilisé la transaction comme une acquisition d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis se concentre dans un groupe d'actifs identifiables semblables.

Le tableau qui suit résume la répartition des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition de la centrale solaire :

	Centrale solaire Altavista
Fonds de roulement	870 \$
Immobilisations corporelles	138 598
Dette à long terme	(122 024)
Passif d'impôts reportés	(676)
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	(3 332)
Total des actifs nets acquis	13 436
Trésorerie et équivalents de trésorerie	33
Actifs nets acquis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	13 403 \$

3) Acquisitions d'entreprises et d'actifs (suite)

d) Centrale éolienne Maverick Creek et centrale éolienne Sugar Creek

Jusqu'en janvier 2021, la société détenait des participations de 50 % dans Maverick Creek Wind SponsorCo, LLC et AAGES Sugar Creek Wind, LLC (note 6). Ces deux entités détiennent indirectement des projets d'aménagement éolien respectivement de 492 MW et de 202 MW dans les États du Texas et de l'Illinois (la « centrale éolienne Maverick Creek » et la « centrale éolienne Sugar Creek »). En janvier 2021, la société a acquis les participations de 50 % restantes dans Maverick Creek Wind SponsorCo, LLC et AAGES Sugar Creek Wind, LLC pour 43 797 \$ et a obtenu le contrôle des centrales. Une tranche de 18 641 \$ de la contrepartie était retenue et demeurerait à payer au 30 septembre 2021. La société a comptabilisé les transactions à titre d'acquisitions d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis se concentre dans un groupe d'actifs identifiables similaires.

Le tableau qui suit résume la répartition des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition des deux centrales éoliennes. Les prêts totalisant 87 035 \$ entre la société et les sociétés à responsabilité limitée ont été traités comme une contrepartie supplémentaire engagée pour acquérir les sociétés à responsabilité limitée.

	Maverick Creek et Sugar Creek
Fonds de roulement	(15 557) \$
Immobilisations corporelles	1 062 818
Dette à long terme	(855 409)
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	(23 402)
Passif d'impôts reportés	(542)
Instruments dérivés	7 575
Total des actifs nets acquis	175 483
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 241
Actifs nets acquis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171 242 \$

Les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux ont fourni un financement respectivement de 73 957 \$ et de 380 829 \$ à la centrale éolienne Sugar Creek et à la centrale éolienne Maverick Creek au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, et les prêts à des tiers pour la construction respectivement de 284 829 \$ et de 570 579 \$ ont été remboursés après l'acquisition des participations de 50 % restantes dans les centrales. Par suite de la fin du trimestre, en novembre 2021, les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux ont fourni du financement additionnel de 73 957 \$ à la centrale éolienne Sugar Creek.

e) Acquisition d'Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos S.A.

La société a clôturé l'acquisition de 94 % des actions en circulation d'Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos S.A. (« ESSAL ») en octobre 2020 pour un prix d'acquisition total de 162 086 \$. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, des ajustements ont été apportés aux autres actifs, aux charges à payer et à la dette à long terme, entraînant une augmentation nette de 5 284 \$ (4 206 510 CLP), déduction faite des impôts, et une augmentation de l'écart d'acquisition du même montant. La variation du change au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021 a réduit le goodwill de 9 103 \$.

En janvier 2021, la société a vendu une participation de 32 % dans Eco Acquisitionco SpA, la société de portefeuille dans laquelle la participation d'AQN dans ESSAL est détenue, à un tiers pour une contrepartie totale de 51 750 \$. Cela représente une participation de 30 % de la participation totale dans ESSAL, qui s'est traduite par une augmentation correspondante des participations ne donnant pas le contrôle. Cette transaction n'a engendré aucun gain ni aucune perte. À la suite de cette transaction, AQN détient environ 64 % des actions en circulation d'ESSAL et continue de consolider les activités d'ESSAL.

4. Débiteurs

Au 30 septembre 2021, les débiteurs comprenaient des produits non facturés de 65 886 \$ (91 538 \$ au 31 décembre 2020) attribuables aux services publics à tarifs réglementés de la société. Au 30 septembre 2021, les débiteurs étaient comptabilisés déduction faite de la provision pour créances douteuses de 16 330 \$ (19 628 \$ au 31 décembre 2020).

5. Questions réglementaires

Les entreprises en exploitation au sein du groupe Services à tarifs réglementés sont assujetties à la réglementation par l'organisme de réglementation de chaque territoire où elles exercent leurs activités. Les commissions de services publics respectives ont compétence notamment en matière de tarifs, de service, de méthodes comptables, d'émission de titres et d'acquisitions. À l'exception d'ESSAL, les services publics exercent leurs activités en vertu de la réglementation du coût du service qui relève de ces organismes de réglementation. Les services publics à tarifs réglementés en exploitation de la société sont comptabilisés conformément aux principes énoncés dans l'ASC 980, *Regulated Operations*. Aux termes de l'ASC 980, les actifs et les passifs réglementaires qui ne seraient pas comptabilisés en vertu des PCGR des États-Unis s'appliquant aux entreprises à tarifs non réglementés sont comptabilisés dans la mesure où ils constituent des produits ou des charges futurs probables associés à certaines charges qui seront recouvrées auprès des clients ou à certains crédits qui leur seront remboursés dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

En tout temps, la société peut avoir plusieurs procédures réglementaires en cours. Les répercussions financières de ces procédures sont présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités en vertu des approbations réglementaires obtenues dans la mesure où une incidence financière est prévue au cours de la période visée.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

5. Questions réglementaires (suite)

Service public	État, province ou pays	Type de procédure réglementaire	Détails
BELCO	Bermudes	Révision générale des tarifs	Le 7 mai 2021, l'organisme de réglementation des Bermudes a rendu une décision finale, approuvant un coût du capital moyen pondéré (« CCMP ») de 7,5 % et autorisant des produits de 211 432 \$, dont 13 426 \$ de produits réalisés à percevoir sur 5 ans à un CCMP minimum de 7,5 %. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1 ^{er} juin 2021.
EnergyNorth Gas System	New Hampshire	Révision générale des tarifs	Le 30 juillet 2021, EnergyNorth Gas System a reçu une ordonnance qui accordait l'approbation d'une augmentation de 1 300 \$ des produits tirés de la distribution, avec prise d'effet le 1^{er} août 2021, en excédent de l'augmentation temporaire autorisée préalablement (pour une augmentation totale de 7 600 \$), une augmentation par étape de 3 200 \$ qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2022 et un mécanisme de rapprochement des impôts fonciers. D'autres renseignements demandés par l'organisme de réglementation concernant un ajustement par étape de 4 000 \$ pour 2021 ont été présentés le 31 août 2021 et sera au programme d'une audience additionnelle à venir. Le recouvrement des coûts de faisabilité de Granite Bridge, qui étaient inclus dans une demande additionnelle en novembre 2020, ont fait l'objet d'une audience en juin 2021. Une ordonnance rejetant le recouvrement des coûts de Granite Bridge faisant partie du litige a été reçue en octobre 2021. Dans l'ordonnance, la New Hampshire Public Utilities Commission a rejeté le recouvrement des coûts liés au projet Granite Bridge en se fondant sur une interprétation d'une loi du New Hampshire qui interdit le recouvrement des coûts de travaux de construction en cours. La société a l'intention de demander une nouvelle audience sur cette question.
Autres	Autres	Révision générale des tarifs	Approbation d'une hausse des tarifs d'environ 800 \$ pour une centrale au gaz et une entreprise de services publics de traitement des eaux usées.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

5. Questions réglementaires (suite)

Les actifs et les passifs réglementaires se composaient des éléments suivants :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs réglementaires		
Ajustement des coûts liés aux marchandises et au combustible a)	306 127	18 094
Centrale hors service	187 871	194 192
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	169 646	178 403
Mécanisme d'ajustement des tarifs	118 649	99 853
Remédiation environnementale	83 398	87 308
Impôts sur les bénéfices	81 184	77 730
Coûts capitalisés reportés	51 681	34 398
Gestion des feux de forêts et de la végétation	34 942	22 736
Prime sur la dette	32 701	35 688
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	26 498	26 546
Programmes d'énergie propre et autres programmes destinés à la clientèle	26 208	26 400
Contrat d'entretien à long terme	10 577	14 405
Frais afférents aux demandes de révision de tarifs	8 192	8 054
Autres	27 674	21 664
Total des actifs réglementaires	1 165 348 \$	845 471 \$
Moins les actifs réglementaires à court terme	(140 661)	(63 042)
Actifs réglementaires à long terme	1 024 687 \$	782 429 \$
Passifs réglementaires		
Impôts sur les bénéfices	304 239 \$	322 317 \$
Coûts d'enlèvement	196 564	200 739
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	34 903	26 311
Programmes d'énergie propre et autres programmes destinés à la clientèle	15 129	10 440
Ajustement des coûts liés aux marchandises et au combustible	12 783	20 136
Mécanisme d'ajustement des tarifs	3 758	5 214
Compensation de la base tarifaire	5 518	6 874
Autres	10 306	9 487
Total des passifs réglementaires	583 200 \$	601 518 \$
Moins les passifs réglementaires à court terme	(44 349)	(38 483)
Passifs réglementaires à long terme	538 851 \$	563 035 \$

a) Ajustement des coûts liés aux marchandises et au combustible

En février 2021, les activités de la société ont subi l'incidence d'une tempête hivernale extrême au centre des États-Unis (l'« événement météorologique extrême du Midwest »). En raison de l'événement météorologique extrême du Midwest, la société a engagé des coûts additionnels liés aux marchandises dans une période de prix records et de consommation élevée. La société s'est dotée de mécanismes liés aux coûts des marchandises permettant le recouvrement de charges engagées avec prudence. La société a déposé une demande auprès des organismes de réglementation du Missouri visant l'approbation de traiter les coûts additionnels liés au combustible engagés de la même façon que les coûts du combustible habituellement transférés aux clients et proposant de prolonger la période de recouvrement afin de réduire l'incidence sur les factures des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

6. Placements à long terme

Les placements à long terme comprenaient ce qui suit :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Placements à long terme comptabilisés à la juste valeur		
Atlantica a)	1 689 711 \$	1 706 900 \$
Entente de souscription d'actions d'Atlantica a)	—	20 015
Atlantica Yield Energy Solutions Canada Inc.	94 962	110 514
Autres	2 622	1 783
	1 787 295 \$	1 839 212 \$
Autres placements à long terme		
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation b)	378 267 \$	186 452 \$
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir d'entités comptabilisées à la valeur de consolidation b)	10 908	22 912
Autres c)	30 684	5 219
	419 859 \$	214 583 \$

Les produits (pertes) tirés des placements à long terme pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre comprenaient ce qui suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Gain (perte) de réévaluation à la juste valeur des placements comptabilisés à la juste valeur				
Atlantica	(132 690) \$	(22 022) \$	(168 234) \$	98 190 \$
Atlantica Yield Energy Solutions Canada Inc.	(6 468)	(1 372)	(15 728)	(2 617)
Autres	108	—	510	117
	(139 050) \$	(23 394) \$	(183 452) \$	95 690 \$
Revenus de dividendes et intérêts créditeurs tirés des placements comptabilisés à la juste valeur				
Atlantica	21 054 \$	18 876 \$	62 673 \$	55 728 \$
Atlantica Yield Energy Solutions Canada Inc.	2 433	1 877	11 153	10 594
Autres	15	—	329	2 113
	23 502 \$	20 753 \$	74 155 \$	68 435 \$
Autres placements à long terme				
Quote-part de la perte de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(3 669)	(1 764)	(12 039)	(3 888)
Intérêts créditeurs et autres produits	4 975	1 338	17 093	8 128
	(114 242) \$	(3 067) \$	(104 243) \$	168 365 \$

6. Placements à long terme (suite)

a) Participation dans Atlantica

AAGES (AY Holdings) B. V. (« AY Holdings »), une entité contrôlée et consolidée par AQN, détenait une participation d'environ 44 % (44 % au 31 décembre 2020) dans Atlantica Sustainable Infrastructure PLC (« Atlantica »). AQN dispose de la souplesse voulue, sous réserve de certaines conditions, pour accroître sa participation dans Atlantica jusqu'à concurrence de 48,5 %. Le 9 décembre 2020, la société a conclu une entente de souscription visant l'achat d'actions ordinaires additionnelles d'Atlantica au prix de 33,00 \$ par action. Le contrat a été comptabilisé à titre de dérivé selon l'ASC 815, *Derivatives and Hedging*. Le 7 janvier 2021, la souscription a pris fin et la société a versé 132 688 \$ en contrepartie de 4 020 860 actions d'Atlantica supplémentaires. Le coût total des actions s'est élevé à 1 167 444 \$. La société comptabilise son placement dans Atlantica à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont inscrites dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités.

b) Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation et prêts pour des projets d'aménagement à recevoir d'entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation

La société détenait des participations ne donnant pas le contrôle dans diverses entreprises, sociétés à responsabilité limitée et coentreprises d'une valeur comptable totale de 378 267 \$ (186 452 \$ au 31 décembre 2020), y compris des placements dans des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») de 21 654 \$ (174 685 \$ au 31 décembre 2020).

Au cours du premier trimestre de 2021, la société a acquis une participation de 51 % dans quatre centrales éoliennes auprès d'un portefeuille de quatre centrales éoliennes situées au Texas (« centrales éoliennes côtières du Texas ») pour 234 274 \$. Le 12 août 2021, la société a acquis une participation de 51 % dans la quatrième centrale éolienne au prix de 110 609 \$, sous réserve d'ajustements du fonds de roulement. Toutes les centrales ont atteint l'exploitation commerciale. La société ne détient pas le contrôle des entités et comptabilise donc sa participation de 51 % à la valeur de consolidation.

Au cours du premier trimestre de 2021, la société a fait l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans les centrales éoliennes Sugar Creek et Maverick Creek, pour 43 797 \$, obtenant ainsi le contrôle des centrales (note 3 d)).

Au cours du premier semestre de 2021, Empire Electric System a fait l'acquisition des centrales éoliennes North Fork Ridge et Kings Point, pour une contrepartie totale versée à des tiers de 31 297 \$, obtenant ainsi le contrôle des centrales (note 3 b)).

Au cours du deuxième trimestre de 2021, la société a fait l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Altavista, un projet d'énergie solaire de 80 MW dans le comté de Campbell, en Virginie, pour 6 735 \$, obtenant ainsi le contrôle de la centrale (note 3 c)).

6. Placements à long terme (suite)

- b) Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation et prêts pour des projets d'aménagement à recevoir d'entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation (suite)

Le tableau suivant résume l'information combinée sur les participations d'AQN dans des sociétés à responsabilité limitée et des coentreprises importantes :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Total de l'actif	1 807 456 \$	3 201 967 \$
Total du passif	727 017	2 913 188
Actif net	1 080 439 \$	288 779 \$
Participation d'AQN dans les entités	272 589	141 666
Écart entre la valeur comptable des placements et le montant de la quote-part sous-jacente dans les actifs nets ^{a)}	105 678	44 786
Valeur comptable des placements d'AQN dans les entités	378 267 \$	186 452 \$

a) L'écart entre la valeur comptable des placements et le montant de la quote-part sous-jacente dans les actifs nets est principalement lié à la valeur des attributs fiscaux non reflétés dans l'actif net des centrales éoliennes côtières du Texas, aux intérêts capitalisés pendant que les projets sont en construction, à la juste valeur des garanties fournies par la société à l'égard des placements, aux honoraires d'aménagement et aux coûts de transaction.

À l'exception d'Abengoa-Algonquin Global Energy Solutions (« AAGES B.V. »), les projets d'aménagement sont considérés comme des EDDV en raison du niveau de capitaux propres à risque et des droits de vote et des intérêts financiers disproportionnés des actionnaires. La société a confirmé des facilités de prêt et de soutien au crédit avec certaines de ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation. Au cours de la construction, la société a convenu de fournir des avances au comptant et du soutien au crédit requis pour poursuivre l'aménagement et la construction des projets des entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation. Au 30 septembre 2021, la société avait émis des lettres de crédit et des garanties d'obligations de prestation pour assurer la réalisation d'une possibilité d'aménagement, d'ententes d'approvisionnement en éoliennes, d'ententes d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, de conventions d'achat d'énergie et de conventions d'emprunt à la construction. La juste valeur du soutien fourni comptabilisée au 30 septembre 2021 se chiffrait à 2 481 \$ (12 273 \$ au 31 décembre 2020).

Le tableau suivant résume l'information combinée sur les EDDV d'AQN :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Exposition maximale d'AQN à l'égard des EDDV		
Valeur comptable	21 654 \$	174 685 \$
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir	10 794	21 804
Garanties d'obligation de prestation et autres engagements pour le compte des EDDV	164 256	965 291
	196 704 \$	1 161 780 \$

Les engagements sont présentés au montant brut, en supposant une valeur de recouvrement nulle pour les actifs des EDDV.

- c) Autre

La société n'exerce plus d'influence notable sur sa participation de 20 % dans San Antonio Water System (« SAWS ») et a donc cessé d'utiliser la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Le placement est comptabilisé selon la méthode du coût appliquée prospectivement.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

7. Dette à long terme

La dette à long terme comprend ce qui suit :

Type d'emprunt	Taux d'intérêt nominal moyen pondéré	Échéance	Valeur nominale	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Facilités de crédit renouvelables non garanties de premier rang	—	2021-2024	s. o.	858 814 \$	223 507 \$
Facilités de crédit bancaire non garanties de premier rang a)	—	2022-2031	s. o.	149 735	152 338
Papier commercial	—	2021	s. o.	499 000	122 000
Emprunts en dollars américains					
Billets non garantis de premier rang (unités de titres de capitaux propres verts) b)	1,18 %	2026	1 150 000 \$	1 140 281	—
Billets non garantis de premier rang	3,46 %	2022-2047	1 700 000 \$	1 689 427	1 688 390
Billets non garantis de premier rang relatifs aux services publics	6,34 %	2023-2035	142 000 \$	155 982	157 212
Obligations garanties de premier rang relatives aux services publics	4,71 %	2026-2044	556 222 \$	559 007	561 494
Emprunts en dollars canadiens					
Billets non garantis de premier rang c)	3,81 %	2022-2050	1 400 669 \$ CA	1 093 778	899 710
Billets garantis de premier rang relatifs aux projets	10,21 %	2027	23 936 \$ CA	18 787	20 315
Emprunts en unidad de fomento chiliens					
Obligations non garanties de premier rang liées aux services publics	4,24 %	2028-2040	1 811	83 434	92 183
				6 248 245 \$	3 917 149 \$
Emprunts subordonnés en dollars américains					
Billets non garantis subordonnés	6,50 %	2078-2079	637 500 \$	621 802	621 321
				6 870 047 \$	4 538 470 \$
Moins la tranche échéant à moins d'un an				(516 712)	(139 874)
				6 353 335 \$	4 398 596 \$

Des obligations à court terme de 473 273 \$ qui devraient être refinancées au moyen des facilités de crédit à long terme sont présentées à titre de dette à long terme.

Un emprunt à long terme effectué par une filiale (billets relatifs à un projet ou obligations relatives à un service public) pour une centrale en exploitation particulière est généralement garanti par la centrale concernée sans autre recours envers la société. Les emprunts à long terme effectués par les filiales, garantis ou non, sont habituellement assortis de clauses restrictives de nature financière qui doivent être respectées chaque trimestre. Le non-respect de ces clauses pourrait restreindre le montant des distributions ou dividendes en espèces versés à la société par les centrales concernées.

7. Dette à long terme (suite)

Activités de financement récentes :

a) Facilités de crédit non garanties de premier rang

Relativement à la transaction Kentucky Power (note 3 a)), la société a obtenu un engagement de prêteurs qui ont convenu de fournir des facilités de crédit non garanties syndiquées pouvant aller jusqu'à 2 725 000 \$. L'engagement du financement de l'acquisition est sous réserve des modalités habituelles, y compris la réduction de certains engagements à la clôture du financement permanent.

b) Billets non garantis de premier rang en dollars américains (unités de titres de capitaux propres verts)

En juin 2021, la société a vendu 23 000 000 d'unités de titres de capitaux propres (les « unités de titres de capitaux propres verts ») pour un produit brut totalisant 1 150 000 \$. Chaque unité de titres de capitaux propres verts a un montant déclaré de 50 \$ et se compose d'un contrat visant l'achat d'actions ordinaires d'AQN (le « contrat d'achat d'actions ») et, initialement, d'une participation véritable indivise de 5 % dans un capital de 1 000 \$ des billets de premier rang pouvant être recommercialisés de la société dont l'échéance est le 15 juin 2026.

Les distributions annuelles totales sur les unités de titres de capitaux propres verts sont effectuées au taux de 7,75 %, composé d'intérêts sur les billets (1,18 % par année) et de paiements au titre du contrat d'achat d'actions (6,57 % par année). Le taux d'intérêt des billets sera ajusté à la suite d'une commercialisation réussie, ce qui devrait se produire en 2024. La valeur actualisée des paiements d'ajustement relatifs au contrat est estimée à 222 378 \$ et est comptabilisée dans le surplus d'apport dans la mesure ou le solde du surplus d'apport et dans les bénéfices non répartis (déficit) pour la tranche restante. Le montant correspondant de 222 378 \$ a été comptabilisé dans les autres passifs et sera désactualisé progressivement sur une période de trois ans (note 9).

Conformément au contrat d'achat d'actions, le porteur doit, au plus tard le 15 juin 2024, acheter un certain nombre d'actions ordinaires d'AQN (les « actions ordinaires ») au montant de 50 \$ en trésorerie, selon la valeur marchande applicable déterminée en fonction du cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires pendant une période de 20 jours de Bourse se terminant le 14 juin 2024. Le taux de règlement minimal aux termes des contrats d'achat est de 2,7778 actions ordinaires, ce qui est environ égal au montant déclaré de 50 \$ par unité de titres de capitaux propres verts, divisé par le seuil de plus-value du prix de 18 \$ par action ordinaire. Le taux de règlement maximal aux termes des contrats d'achat est de 3,3333 actions ordinaires, ce qui est environ égal au montant déclaré de 50 \$ par unité de titres de capitaux propres verts, divisé par 15 \$ par action ordinaire.

Le porteur d'unités de titres de capitaux propres verts remplira son obligation d'achat d'actions ordinaires au moyen du produit découlant de la recommercialisation des billets, sauf si le porteur a choisi de régler le contrat d'achat au moyen du paiement d'espèces distinctes. La participation véritable indivise du porteur dans chaque billet a été donnée en gage à AQN afin de garantir l'obligation du porteur de souscrire les actions ordinaires aux termes du contrat d'achat d'actions connexe.

Avant l'émission d'actions ordinaires, les contrats d'achat d'actions, s'ils ont un effet dilutif, seront comptabilisés dans le bénéfice dilué par action et calculés selon la méthode du rachat d'actions.

c) Billets non garantis de premier rang en dollars canadiens

Le 15 février 2021, le groupe Énergies renouvelables a remboursé un billet non garanti de 150 000 \$ CA à l'échéance. Parallèlement au remboursement, le groupe Énergies renouvelables a remboursé et réglé le swap de taux d'intérêt fixes sur devises (note 21 b) iii)).

Le 9 avril 2021, le groupe Énergies renouvelables a émis des débentures non garanties de premier rang pour un montant de 400 000 \$ CA portant intérêt au taux de 2,85 % et venant à échéance le 15 juillet 2031. Les billets ont été vendus au prix de 999,92 \$ CA par tranche de 1 000,00 \$ CA de capital. Parallèlement à ce placement, le groupe Énergies renouvelables a conclu un swap de taux d'intérêt fixes sur devises pour convertir en dollars américains le coupon et les remboursements de capital du placement libellés en dollars canadiens (note 21 b) iii)).

8. Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le tableau ci-dessous présente les éléments qui composent les coûts nets des prestations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre :

	Régimes de retraite			
	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Coût des services rendus	3 987 \$	3 607 \$	12 323 \$	11 310 \$
Coûts non liés au service				
Coût financier	4 909	3 808	15 126	12 711
Rendement prévu des actifs des régimes	(8 890)	(6 279)	(26 670)	(18 789)
Amortissement de la perte actuarielle, montant net	2 431	1 782	7 243	4 072
Amortissement des crédits pour services passés	(407)	(403)	(1 220)	(1 207)
Incidence des comptes réglementaires	5 653	3 169	16 662	11 476
	3 696 \$	2 077 \$	11 141 \$	8 263 \$
Coûts des prestations, montant net	7 683 \$	5 684 \$	23 464 \$	19 573 \$

	Avantages complémentaires de retraite			
	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	30 septembre		30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Coût des services rendus	1 942 \$	1 626 \$	5 486 \$	4 559 \$
Coûts non liés au service				
Coût financier	2 097	2 307	6 149	5 881
Rendement prévu des actifs des régimes	(2 518)	(2 176)	(7 539)	(6 561)
Amortissement de la perte actuarielle, montant net	643	409	1 516	382
Amortissement des crédits pour services passés	18	—	18	—
Incidence des comptes réglementaires	(61)	(248)	135	1 377
	179 \$	292 \$	279 \$	1 079 \$
Coûts des prestations, montant net	2 121 \$	1 918 \$	5 765 \$	5 638 \$

Les éléments qui composent les coûts des services rendus au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite sont portés aux charges d'exploitation, à même le bénéfice d'exploitation, dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités. Les autres composantes du montant net du coût des prestations sont réputées constituer des coûts qui ne sont pas liés aux services de sorte qu'elles sont comptabilisées, après le bénéfice d'exploitation, dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

9. Autres obligations à long terme

Les autres obligations à long terme comprenaient ce qui suit :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Paielements d'ajustement relatifs au contrat (note 7 a))	205 871 \$	— \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	142 547	79 968
Avances sous forme d'aide à la construction	83 182	79 864
Obligation liée à la remédiation environnementale	60 449	69 383
Acomptes de clients	32 263	31 939
Crédits d'impôt à l'investissement non amortis	17 592	17 893
Crédits reportés	16 961	21 399
Actions privilégiées de série C	13 387	13 698
Frais de branchement	21 195	17 704
Obligations locatives	22 142	14 288
Obligations éventuelles de soutien à l'aménagement	2 481	12 273
Obligation de règlement de couverture	31 341	—
Billet à payer à une partie liée	—	30 493
Autres	37 112	23 027
	686 523 \$	411 929 \$
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(160 515)	(72 748)
	526 008 \$	339 181 \$

10. Capitaux propres**a) Actions ordinaires**

Nombre d'actions ordinaires

	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020
Actions ordinaires au début de la période	597 142 219	524 223 323
Appel public à l'épargne	23 531 465	66 130 063
Régime de réinvestissement des dividendes	4 560 456	3 532 823
Exercice des attributions à base d'actions b)	909 762	1 421 766
Conversion de débentures convertibles	1 886	6 225
Actions ordinaires à la fin de la période	626 145 788	595 314 200

Parallèlement à l'annonce de la transaction Kentucky Power (note 3 a)), la société a annoncé un placement par voie de prise ferme de 800 000 \$ CA visant 44 080 000 actions ordinaires à un prix de 18,15 \$ CA par action pour financer une tranche du prix d'acquisition. Le placement s'est clôturé le 8 novembre 2021. En outre, les preneurs fermes dans le cadre du placement se sont vu attribuer une option de surallocation de 15 %, laquelle, si elle était exercée en totalité, porterait le total du produit brut à 920 M\$ CA).

Le programme de placement au cours du marché d'AQN permet à la société d'émettre de temps à autre à l'intention du public des actions ordinaires jusqu'à hauteur de 500 000 \$ sur le capital autorisé, à sa discrétion, au prix du marché en vigueur lors de leur émission à la TSX, à la NYSE ou sur tout autre marché existant pour la négociation d'actions ordinaires au Canada ou aux États-Unis. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a émis 23 531 465 actions ordinaires en vertu du programme de placement au cours du marché à un prix moyen de 15,70 \$ par action ordinaire, pour un produit brut de 369 495 \$ (364 876 \$ déduction faite des commissions). D'autres frais connexes ont totalisé 740 \$.

10. Capitaux propres (suite)**a) Actions ordinaires (suite)**

Au 11 novembre 2021, la société avait émis un total cumulatif de 33 952 827 actions ordinaires aux termes du programme de placement lancé en 2019 au cours du marché à un prix moyen de 15,08 \$ par action pour un produit brut de 512 163 \$ (505 761 \$ déduction faite des commissions). D'autres coûts connexes, principalement liés à la création et au rétablissement subséquent du programme de placement au cours du marché, ont totalisé 4 153 \$.

b) Rémunération à base d'actions

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021, AQN a comptabilisé une charge de rémunération à base d'actions totalisant respectivement 3 414 \$ et 7 800 \$ (respectivement 6 588 \$ et 18 228 \$ en 2020). La charge de rémunération est incluse dans les charges salariales dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités. La tranche de la charge de rémunération à base d'actions capitalisée à titre de coûts de construction est négligeable.

Au 30 septembre 2021, le total des coûts de rémunération non comptabilisés se rapportant aux attributions à base d'actions dont les droits n'étaient pas acquis était de 16 052 \$, et devrait être comptabilisé sur une période de 1,77 an.

Régime d'options sur actions

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, le conseil d'administration de la société (le « conseil ») a autorisé l'attribution de 437 006 options aux dirigeants de la société. Les options ouvrent droit à l'achat d'actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 19,64 \$ CA, soit le prix du marché de l'action ordinaire sous-jacente à la date d'attribution. Les droits se rattachant à un tiers des options seront acquis à chacune des dates suivantes, soit les 31 décembre 2021, 2022 et 2023. Les options peuvent être exercées jusqu'à huit ans après la date d'attribution.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour déterminer la juste valeur des options sur actions attribuées :

	2021
Taux d'intérêt sans risque	1,1 %
Volatilité prévue	23 %
Rendement attendu de l'action	4,1 %
Durée de vie prévue	5,50 ans
Juste valeur moyenne pondérée de l'option à la date d'attribution	2,46 \$

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, 61 225 options sur actions ont été exercées à un prix moyen pondéré de 14,75 \$ CA en échange de 12 021 actions ordinaires émises du capital-actions, et 49 204 options ont été réglées à leur valeur au comptant à titre de paiement du prix d'exercice et de la retenue d'impôts liée à l'exercice des options.

Unités d'actions liées au rendement et unités d'actions temporairement incessibles

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, un total de 734 690 unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et unités d'actions temporairement incessibles (« UATI ») ont été attribuées à des employés de la société. Les droits rattachés à ces attributions seront acquis selon l'échéance de chaque entente entre février 2022 et janvier 2024. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a réglé 815 729 UAR et UATI en échange de 422 514 actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 393 215 UAR et UATI ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des attributions.

10. Capitaux propres (suite)

b) Rémunération à base d'actions (suite)

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a réglé 148 459 UATI liées au report de primes en échange de 68 841 actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 79 618 UATI ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des attributions. Au cours du trimestre, le 15 avril 2021, 44 528 UATI liées au report de primes ont été attribuées à des employés de la société. Les droits rattachés aux UATI sont pleinement acquis.

Unités d'actions différées attribuées aux administrateurs

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, 54 447 unités d'actions différées (« UAD ») ont été émises par suite des choix exercés par les administrateurs de différer un pourcentage de leurs jetons de présence en les convertissant en UAD. En outre, la société a réglé 87 306 UAD en échange de 40 887 actions ordinaires émises sur le capital autorisé et 46 418 UAD ont été réglées à leur valeur nette à titre de paiement de retenues d'impôts relatives au règlement des attributions.

11. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le cumul des autres éléments du résultat étendu (« AERE ») comprend les soldes suivants, après impôts :

	Écarts de change cumulés	Gain latent sur les couvertures de flux de trésorerie	Variation actuarielle de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2020	(68 822) \$	75 099 \$	(16 038) \$	(9 761) \$
AERE	25 643	(13 418)	(20 964)	(8 739)
Montants reclassés du cumul des AERE dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités	2 763	(10 864)	3 403	(4 698)
AERE de la période considérée, montant net	28 406 \$	(24 282) \$	(17 561) \$	(13 437) \$
AERE attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	691	—	—	691
AERE de la période considérée attribuables aux actionnaires d'AQN, montant net	29 097 \$	(24 282) \$	(17 561) \$	(12 746) \$
Solde au 31 décembre 2020	(39 725) \$	50 817 \$	(33 599) \$	(22 507) \$
AERE	(34 186)	(94 490)	—	(128 676)
Montants reclassés du cumul des AERE dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités	2 014	38 744	2 486	43 244
AERE de la période considérée, montant net	(32 172) \$	(55 746) \$	2 486 \$	(85 432) \$
AERE attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(6 998)	—	—	(6 998)
AERE de la période considérée attribuables aux actionnaires d'AQN, montant net	(39 170) \$	(55 746) \$	2 486 \$	(92 430) \$
Solde au 30 septembre 2021	(78 895) \$	(4 929) \$	(31 113) \$	(114 937) \$

11. Cumul des autres éléments du résultat étendu (suite)

Les montants reclassés du cumul des AERE à l'égard des écarts de change cumulés ont eu une incidence sur les intérêts débiteurs et le gain (la perte) sur les instruments financiers dérivés; ceux à l'égard du gain latent (de la perte latente) sur les couvertures de flux de trésorerie ont eu une incidence sur les produits tirés des ventes d'énergie à tarifs non réglementés, les intérêts débiteurs et le gain (la perte) sur les instruments financiers dérivés tandis que ceux reclassés à l'égard des variations actuarielles au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont eu une incidence sur les coûts au titre des prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite non liés aux services.

12. Dividendes

Tous les dividendes de la société sont versés au gré du conseil. La société déclare et verse des dividendes sur les actions ordinaires en dollars américains. Les dividendes déclarés ont été comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre 2021		2020	
	Dividende	Dividende par action	Dividende	Dividende par action
Actions ordinaires	107 229 \$	0,1706 \$	92 830 \$	0,1551 \$
Actions privilégiées de série A	1 549 \$ CA	0,3226 \$ CA	1 549 \$ CA	0,3226 \$ CA
Actions privilégiées de série D	1 273 \$ CA	0,3182 \$ CA	1 273 \$ CA	0,3182 \$ CA

	Neuf mois clos les 30 septembre 2021		2020	
	Dividende	Dividende par action	Dividende	Dividende par action
Actions ordinaires	307 551 \$	0,4963 \$	251 282 \$	0,4512 \$
Actions privilégiées de série A	4 646 \$ CA	0,9679 \$ CA	4 646 \$ CA	0,9679 \$ CA
Actions privilégiées de série D	3 818 \$ CA	0,9546 \$ CA	3 818 \$ CA	0,9546 \$ CA

13. Opérations entre parties liées

a) Placements comptabilisés à la valeur de consolidation

La société fournit des services d'administration et d'aménagement à ses entités comptabilisées à la valeur de consolidation et les coûts engagés lui sont remboursés. À cet effet, la société a imputé respectivement 6 879 \$ et 19 199 \$ (respectivement 6 315 \$ et 16 539 \$ en 2020) aux entités comptabilisées à la valeur de consolidation pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021. De plus, l'une des entités comptabilisées à la valeur de consolidation fournit des services d'aménagement à certains projets de la société, qui sont assujettis à des honoraires d'aménagement payables lorsque certains objectifs sont atteints. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, les honoraires d'aménagement facturés à la société ont été de néant et de 738 \$ (34 \$ et 495 \$ en 2020).

En 2020, la société a émis un billet à ordre de 30 493 \$ en faveur d'Altavista, une entité émettrice de la société à ce moment-là. Le billet à ordre a été remboursé en totalité au cours du deuxième trimestre de 2021.

13. Opérations entre parties liées (suite)

a) Placements comptabilisés à la valeur de consolidation (suite)

Au cours du troisième trimestre de 2021, la société a versé 1 500 \$ à Abengoa S.A. (« Abengoa ») pour acquérir la totalité des participations d'Abengoa dans les coentreprises AAGES, AAGES Development Canada Inc. et AAGES Development Spain, S.A. Les actifs acquis au titre d'AAGES Development Spain S.A. incluaient les actifs de projets en développement totalisant 2 662 \$ et un fonds de roulement de 1 507 \$. Le prêt totalisant 3 089 \$ entre la société et AAGES Development Spain S.A. a été traité comme une contrepartie supplémentaire engagée pour acquérir la société à responsabilité limitée. En vertu d'une entente conclue entre AQN et des fonds gérés par la stratégie Infrastructure and Power de Ares Management LLC (« Ares »), En novembre 2021, Ares est devenue le nouveau partenaire d'AQN dans sa plateforme de développement d'aménagement de services à tarifs non réglementés d'énergies renouvelables, d'eau et d'autres secteurs, par l'entremise d'un placement dans les coentreprises AAGES et AAGES Development Canada Inc.

b) Participation ne donnant pas le contrôle rachetable détenue par une partie liée

Le 28 novembre 2018, AAGES B.V., une entité émettrice de la société, a obtenu une facilité de crédit garantie de trois ans d'un montant de 306 500 \$ et a acquis une participation en actions privilégiées de 305 000 \$ dans AY Holdings. Les actions d'Atlantica détenues par AY Holdings ont été données en garantie de la facilité de crédit garantie d'AAGES B.V. Une insuffisance de la garantie surviendrait si l'obligation nette, telle qu'elle est définie dans la convention, était équivalente ou dépassait 50 % de la valeur marchande des actions d'Atlantica, auquel cas les prêteurs auraient le droit de vendre des actions d'Atlantica afin d'éliminer l'insuffisance de la garantie. La facilité de crédit garantie de AAGES B.V. est remboursable à vue si Atlantica cesse d'être une société ouverte. AQN présente les actions privilégiées émises par AY Holdings comme une participation ne donnant pas le contrôle rachetable détenue par une partie liée. Aucun rachat n'était considéré comme probable au 30 septembre 2021. Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a acquis une participation ne donnant pas le contrôle attribuable à AAGES B.V. pour une contrepartie respectivement de 2 588 \$ et 7 886 \$ (respectivement 2 765 \$ et 9 924 \$ en 2020) et comptabilisé des distributions respectivement de 2 663 \$ et 7 709 \$ (respectivement 2 680 \$ et 9 552 \$ en 2020) (note 14).

c) Participation ne donnant pas le contrôle détenue par une partie liée

Une participation ne donnant pas le contrôle détenue par une partie liée correspond à une participation dans AIP, une filiale consolidée de la société acquise par Atlantica Yield Energy Solutions Canada Inc. (« AYES Canada ») en mai 2019 pour une contrepartie de 96 752 \$ (130 103 \$ CA). Au cours des trois mois et des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a comptabilisé des distributions à AYES respectivement de 2 570 \$ et 11 482 \$ (respectivement 2 030 \$ et 11 069 \$ en 2020).

d) Opérations avec Atlantica

Au cours de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a vendu des actifs solaires colombiens à Atlantica pour une contrepartie de 1 265 \$, soit le coût des actifs, et une contrepartie conditionnelle de 2 600 \$, si certains objectifs sont atteints. Au 30 septembre 2021, aucune contrepartie conditionnelle ni aucun gain à la vente n'avait été comptabilisé.

Les opérations entre parties liées qui précèdent ont été comptabilisées à la valeur d'échange convenue par les parties aux opérations.

14. Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables

Pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre, l'incidence nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est détaillée comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Ajustements liés à la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC ») et autres ajustements attribuables aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle — parts de société en commandite donnant droit à des avantages fiscaux	14 264 \$	10 135 \$	55 785 \$	43 870 \$
Participations ne donnant pas le contrôle — parts de société en commandite rachetables donnant droit à des avantages fiscaux	1 696	1 716	5 121	5 191
Autre bénéfice net attribuable aux :				
participations ne donnant pas le contrôle	(1 873)	(557)	(5 917)	(1 791)
	14 087 \$	11 294 \$	54 989 \$	47 270 \$
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables détenues par des parties liées	(2 588)	(2 765)	(7 886)	(9 924)
Incidence nette des participations ne donnant pas le contrôle	11 499 \$	8 529 \$	47 103 \$	37 346 \$

Les investisseurs détenant des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit à des avantages fiscaux (les « parts de société en commandite donnant droit à des avantages fiscaux ») dans les centrales éoliennes et solaires américaines de la société ont droit à une part des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie conformément aux ententes contractuelles. La part des bénéfices attribuable aux détenteurs d'une participation ne donnant pas le contrôle de ces filiales est calculée à l'aide de la LHVC.

Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a obtenu le contrôle des trois centrales éoliennes du Midwest et de la centrale éolienne Sugar Creek et de la centrale éolienne Maverick Creek (notes 3 a) et 3 c)). Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2021, des investisseurs tiers ayant droit à des avantages fiscaux ont versé respectivement 530 880 \$, 73 957 \$ et 380 829 \$ aux centrales éoliennes du Midwest et aux centrales Sugar Creek et Maverick Creek en échange de parts de société en commandite de catégorie A dans les entités.

15. Impôts sur les bénéfices

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, le taux d'impôt de la société a varié du taux prévu par la loi de 26,5 % en partie en raison des avantages fiscaux réalisés sur les crédits d'impôt comptabilisés s'élevant à 8 800 \$. Le taux d'impôt de la société a aussi varié au cours de la période en raison de l'incidence positive des écarts de taux d'impôt effectifs sur les opérations dans des pays étrangers, en partie contrebalancée par l'incidence fiscale du bénéfice lié à son placement dans Atlantica, et la charge d'impôt différé associée à la quote-part du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, le taux d'impôt de la société a varié du taux prévu par la loi de 26,5 % en partie en raison des avantages fiscaux réalisés sur les crédits d'impôt comptabilisés s'élevant à 35 320 \$. Le taux d'impôt de la société a aussi varié au cours de la période en raison de l'incidence positive des écarts de taux d'impôt effectifs sur les opérations dans des pays étrangers, en partie contrebalancée par l'incidence fiscale du bénéfice lié à son placement dans Atlantica, et la charge d'impôt différé associée à la quote-part du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

15. Impôts sur les bénéfices (suite)

Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020, le taux d'impôt de la société a varié du taux prévu par la loi de 26,5 % essentiellement en raison des avantages fiscaux réalisés sur les crédits d'impôt comptabilisés s'élevant à 14 618 \$. Le taux d'impôt de la société a aussi varié au cours de la période en raison de l'incidence favorable des écarts de taux d'impôt effectifs sur les opérations à l'étranger, et de l'amortissement et du règlement de l'excédent de l'impôt différé. Ces ajustements sont en partie contrebalancés par la charge d'impôt différé associée à la quote-part du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020, le taux d'impôt de la société a varié du taux prévu par la loi de 26,5 % essentiellement en raison des avantages fiscaux réalisés sur les crédits d'impôt comptabilisés s'élevant à 24 522 \$. Le taux d'impôt de la société a aussi varié au cours de la période en raison de l'incidence positive des écarts de taux d'impôt effectifs sur les opérations à l'étranger et de l'incidence fiscale favorable du bénéfice lié à son placement dans Atlantica. Ces ajustements sont en partie contrebalancés par la charge d'impôt différé associée à la quote-part du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à l'incidence de la version finale de certains règlements liés à la réforme fiscale américaine.

Le 8 avril 2020, l'IRS des États-Unis a publié la version définitive du règlement qui précise les règles relatives à certains dispositifs hybrides découlant de la réforme fiscale américaine. En raison de la version définitive du règlement, la société a comptabilisé une charge d'impôts différés ponctuelle de 9 300 \$ afin d'annuler l'économie liée aux déductions d'impôts de l'exercice précédent.

16. Autres pertes nettes

Les autres pertes nettes se composent des éléments suivants :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Coûts d'acquisition et coûts liés à la transition	1 725 \$	2 908 \$	4 709 \$	6 050 \$
Réforme fiscale	—	—	—	11 728
Planification de la relève des membres de la direction et départ à la retraite de dirigeants	—	3 169	—	10 121
Autres	(836)	10 851	6 377	16 859
	889 \$	16 928 \$	11 086 \$	44 758 \$

Les autres pertes comprennent essentiellement l'ajustement d'un passif réglementaire relatif à un ajustement à la hausse des comptes de suivi de la période précédente, les coûts liés aux procédures d'expropriation et la dépréciation des autres immobilisations diverses.

Le 26 juillet 2021, la société a payé 2 250 \$ à Abengoa pour le règlement d'une contrepartie éventuelle liée à son acquisition d'une participation de 20 % dans SAWS (note 6 c)). Le règlement a entraîné un gain de 2 630 \$.

17. Bénéfice net, de base et dilué, par action

Le bénéfice de base et le bénéfice dilué par action ont été calculés en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société et du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et d'unités d'actions temporairement incessibles liées au report de primes en circulation. Le bénéfice net dilué par action est calculé à l'aide du nombre moyen pondéré des actions ordinaires, des actions additionnelles émises après la clôture du trimestre en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, des UAR, des UATI et des UAD en cours pendant la période et, si elles ont un effet dilutif, des actions ordinaires supplémentaires découlant des débentures convertibles ou de l'application de la méthode du rachat d'actions à l'égard des options sur actions et des unités de titres de capitaux propres verts en cours (note 7 a)).

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

17. Bénéfice net, de base et dilué, par action (suite)

Le tableau qui suit présente le rapprochement du bénéfice net et du nombre d'actions moyen pondéré utilisé pour calculer le bénéfice de base et le bénéfice dilué par action :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires d'AQN	(27 922) \$	55 851 \$	89 247 \$	278 273 \$
Dividende sur les actions privilégiées de série A	1 244	1 154	3 709	3 435
Dividende sur les actions privilégiées de série D	1 022	948	3 048	2 823
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires d'AQN	(30 188) \$	53 749 \$	82 490 \$	272 015 \$
Activités abandonnées				
Bénéfice net (perte nette) des activités poursuivies, de base et dilué, attribuable aux actionnaires ordinaires d'AQN	(30 188) \$	53 749 \$	82 490 \$	272 015 \$
Nombre moyen pondéré d'actions				
De base	621 405 414	585 403 736	611 772 460	547 031 170
Effet des titres dilutifs	—	5 291 986	6 300 009	5 096 871
Dilué	621 405 414	590 695 722	618 072 469	552 128 041

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021, les actions supplémentaires découlant des 9 360 556 et 437 006 titres, respectivement (51 615 et 51 615 titres respectivement en 2020), sont exclus du calcul du nombre dilué d'actions, étant donné que leur effet est antidilutif.

18. Information sectorielle

La société est gérée en fonction de deux unités d'exploitation principales, soit le groupe Services à tarifs réglementés et le groupe Énergies renouvelables. Ces deux unités d'exploitation sont les deux secteurs de la société.

Le groupe Services à tarifs réglementés, l'unité d'exploitation des activités à tarifs réglementés de la société, possède et exploite un portefeuille de réseaux de services publics de distribution d'électricité, de gaz naturel et d'eau et de collecte des eaux usées à tarifs réglementés, en plus d'être responsable des activités de transport, aux États-Unis, au Canada, au Chili et aux Bermudes; le groupe Énergies renouvelables, l'unité d'exploitation des activités à tarifs non réglementés de la société, possède et exploite un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'électricité thermique à tarifs non réglementés en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde.

Pour évaluer le rendement des unités d'exploitation, la société répartit la partie réalisée du gain ou de la perte sur les instruments financiers entre les unités d'exploitation concernées. Les revenus de dividendes versés par Atlantica et AYES Canada sont pris en compte dans les activités d'exploitation du groupe Énergies renouvelables, tandis que les intérêts créditeurs versés par San Antonio Water System sont pris en compte dans les activités d'exploitation du groupe Services à tarifs réglementés. Les gains et les pertes comptabilisés à la valeur de consolidation sont pris en compte dans les activités d'exploitation du groupe Services à tarifs réglementés ou du groupe Énergies renouvelables selon la nature des activités des entités émettrices. La variation de valeur des placements comptabilisée à la juste valeur, la partie latente du gain ou de la perte sur les instruments dérivés non désignés comme élément constitutif d'une relation de couverture, et les gains et les pertes de change ne sont pas incluses dans l'évaluation du rendement des divisions par la direction et sont donc présentées dans les résultats du siège social.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***18. Information sectorielle (suite)**

Depuis le premier trimestre de 2021, la société présente les résultats liés aux activités d'aménagement dans les résultats du siège social, étant donné qu'ils ne sont plus pris en compte dans l'évaluation par la direction du groupe Énergies renouvelables où ils étaient comptabilisés auparavant. Des chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour la période considérée.

	Trois mois clos le 30 septembre 2021			
	Groupe Services à tarifs réglementés	Groupe Énergies renouvelables	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	449 198 \$	78 989 \$	388 \$	528 575 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	112 820	11 898	—	124 718
Produits, montant net	336 378	67 091	388	403 857
Charges d'exploitation	150 934	26 270	—	177 204
Frais d'administration	7 547	6 026	1 592	15 165
Amortissement	71 430	24 858	265	96 553
Perte de change	—	—	1 267	1 267
Bénéfice (perte) d'exploitation	106 467	9 937	(2 736)	113 668
Intérêts débiteurs	(22 300)	(17 461)	(11 893)	(51 654)
Produit (perte) tiré des placements à long terme	4 470	22 126	(140 838)	(114 242)
Autres charges (recouvrement)	(3 462)	(4 770)	1 651	(6 581)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	85 175 \$	9 832 \$	(153 816) \$	(58 809) \$
Dépenses en immobilisations	263 711 \$	84 339 \$	— \$	348 050 \$

¹⁾ Les produits du groupe Énergies renouvelables ont compris un montant de 1 160 \$ se rapportant à des pertes nettes sur contrats dérivés de couverture sur l'énergie et à des crédits pour disponibilité pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

²⁾ Les produits du groupe Services à tarifs réglementés ont compris un montant de 5 324 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

18. Information sectorielle (suite)**Trois mois clos le 30 septembre 2020**

	Groupe Services à tarifs réglementés	Groupe Énergies renouvelables	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	316 696 \$	59 419 \$	366 \$	376 481 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	75 107	4 969	—	80 076
Produits, montant net	241 589	54 450	366	296 405
Charges d'exploitation	97 524	18 513	—	116 037
Frais d'administration (recouvrement)	9 922	7 085	(2 473)	14 534
Amortissement	51 520	18 885	1 123	71 528
Gain de change	—	—	(936)	(936)
Bénéfice d'exploitation	82 623	9 967	2 652	95 242
Intérêts débiteurs	(25 224)	(12 077)	(8 259)	(45 560)
Produit (perte) tiré des placements à long terme	300	21 324	(24 691)	(3 067)
Autres charges	(11 209)	(2 291)	(5 496)	(18 996)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	46 490 \$	16 923 \$	(35 794) \$	27 619 \$
Dépenses en immobilisations	161 285 \$	10 636 \$	10 741 \$	182 662 \$

¹⁾ Les produits du groupe Énergies renouvelables ont compris un montant de 3 661 \$ se rapportant à des gains sur contrats dérivés de couverture sur l'énergie pour les trois mois clos le 30 septembre 2020, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

²⁾ Les produits du groupe Services à tarifs réglementés ont compris un montant de 12 673 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les trois mois clos le 30 septembre 2020, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Neuf mois clos le 30 septembre 2021

	Groupe Services à tarifs réglementés	Groupe Énergies renouvelables	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	1 492 665 \$	196 804 \$	1 171 \$	1 690 640 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	506 745	25 887	—	532 632
Produits, montant net	985 920	170 917	1 171	1 158 008
Charges d'exploitation	448 844	79 499	—	528 343
Frais d'administration	26 648	19 512	2 770	48 930
Amortissement	206 517	84 805	831	292 153
Perte de change	—	—	3 412	3 412
Bénéfice (perte) d'exploitation	303 911	(12 899)	(5 842)	285 170
Intérêts débiteurs	(73 715)	(54 206)	(31 495)	(159 416)
Produit (perte) tiré des placements à long terme	14 937	70 531	(189 711)	(104 243)
Autres charges	(16 108)	(8 424)	(56)	(24 588)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices	229 025 \$	(4 998) \$	(227 104) \$	(3 077) \$
Immobilisations corporelles	7 238 320 \$	3 829 641 \$	30 419 \$	11 098 380 \$
Placements comptabilisés à la juste valeur	2 622	1 784 673	—	1 787 295
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation	11 156	366 846	265	378 267
Total de l'actif	10 349 178	6 218 144	131 630	16 698 952
Dépenses en immobilisations	817 661 \$	225 968 \$	7 553 \$	1 051 182 \$

¹⁾ Les produits du groupe Énergies renouvelables ont compris un montant de 45 748 \$ se rapportant à des pertes nettes sur contrats dérivés de couverture sur l'énergie et à des crédits pour disponibilité pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

²⁾ Les produits du groupe Services à tarifs réglementés ont compris un montant de 12 803 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

18. Information sectorielle (suite)

Neuf mois clos le 30 septembre 2020				
	Groupe Services à tarifs réglementés	Groupe Énergies renouvelables	Siège social	Total
Produits ^{1, 2}	992 214 \$	192 440 \$	1 082 \$	1 185 736 \$
Achats de combustible, d'électricité et d'eau	263 562	11 714	—	275 276
Produits, montant net	728 652	180 726	1 082	910 460
Charges d'exploitation	309 774	54 631	—	364 405
Frais d'administration (recouvrement)	29 791	21 149	(383)	50 557
Amortissement	157 159	67 316	1 600	226 075
Gain de change	—	—	(5 630)	(5 630)
Bénéfice d'exploitation	231 928	37 630	5 495	275 053
Intérêts débiteurs	(74 161)	(40 174)	(22 291)	(136 626)
Produit tiré des placements à long terme	5 910	68 928	93 527	168 365
Autres charges	(35 901)	(2 340)	(14 112)	(52 353)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	127 776 \$	64 044 \$	62 619 \$	254 439 \$
Dépenses en immobilisations	458 558 \$	55 672 \$	10 741 \$	524 971 \$
31 décembre 2020				
Immobilisations corporelles	5 757 532 \$	2 451 706 \$	32 600 \$	8 241 838 \$
Placements comptabilisés à la juste valeur	—	1 839 212	—	1 839 212
Entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation	74 673	110 414	1 365	186 452
Total de l'actif	8 528 415	4 586 878	108 856	13 224 149

¹⁾ Les produits du groupe Énergies renouvelables ont compris un montant de 20 400 \$ se rapportant à des gains sur contrats dérivés de couverture sur l'énergie pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020 et qui ne constituent pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

²⁾ Les produits du groupe Services à tarifs réglementés ont compris un montant de 20 403 \$ se rapportant à d'autres programmes visant les produits pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020, qui ne constitue pas des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

La plupart des ventes d'énergie à tarifs non réglementés découlent de contrats conclus avec d'importantes sociétés de services publics. La société a cherché à atténuer son risque de crédit en vendant de l'énergie à d'importantes sociétés de services publics situées dans diverses régions d'Amérique du Nord. L'apport des sociétés de services publics au total des produits ne dépasse en aucun cas 10 %.

AQN exerce ses activités dans le secteur indépendant des services publics et de l'électricité aux États-Unis, au Canada et dans d'autres régions. Les informations financières par secteur géographique s'établissaient comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
États-Unis	408 419 \$	348 703 \$	1 335 677 \$	1 075 574 \$
Canada	28 845	27 778	112 648	110 162
Autres régions	91 311	—	242 315	—
	528 575 \$	376 481 \$	1 690 640 \$	1 185 736 \$

Les produits sont attribués aux régions selon l'emplacement des centrales de production et des installations de services publics.

19. Engagements et éventualités

a) Éventualités

AQN et ses filiales sont parties à divers litiges et à des réclamations dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire l'issue de ces questions avec certitude, la direction ne considère pas que l'exposition d'AQN à de tels litiges puisse avoir une incidence importante sur les présents états financiers consolidés intermédiaires non audités. Toutes les sommes à payer relativement à ces éléments sont comptabilisées dans les états financiers consolidés au moment où il est conclu qu'une perte financière est probable et qu'il est possible d'estimer le montant du passif connexe.

Réclamation par Gaia Power Inc.

Le 30 octobre 2018, Gaia Power Inc. (« Gaia ») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario contre AQN et certaines de ses filiales, réclamant des dommages et des dommages-intérêts punitifs. Cette action a découlé de la vente par Gaia en 2010 d'une participation de Gaia dans certains projets de parcs éoliens proposés au Canada à une filiale d'AQN. En vertu d'une convention de redevance conclue en 2010, Gaia a le droit de percevoir des redevances si les projets sont aménagés et atteignent certaines cibles convenues.

Les parties ont convenu d'aller en arbitrage et les audiences se sont conclues le 17 mars 2021. L'arbitre a rendu sa décision le 6 août 2021, rejetant les demandes de dommages de redressement pour abus et complot et rejetant aussi la réclamation de dommages-intérêts punitifs présentée par Gaia. L'arbitre a confirmé que des honoraires d'aménagement et des redevances, calculés selon un pourcentage variable du BAIIA de l'installation (comme l'a réclamé la société), doivent être payés à Gaia relativement à la centrale éolienne Amherst Island de 74 MW de la société en Ontario. L'arbitre a également conclu que des honoraires d'aménagement et des redevances, calculés selon pratiquement la même méthode que les redevances pour Amherst Island, doivent être payés à Gaia relativement au projet éolien Blue Hill de 175 MW de la société en Saskatchewan.

Procédures d'expropriation

Liberty Utilities (Apple Valley Ranchos Water) Corp. (« Liberty Apple Valley ») a fait l'objet d'une procédure d'expropriation par la ville de Apple Valley (la « ville »). Le 7 mai 2021, la cour a rendu une décision provisoire rejetant la tentative par la ville de prendre possession du service public d'eau d'Apple Valley par pouvoir d'expropriation. La décision a confirmé qu'il était dans l'intérêt de la collectivité que Liberty Apple Valley continue de détenir et d'exploiter le service public d'eau. Le 14 octobre 2021, la cour a rejeté les objections de la ville et rendu une décision définitive. Un jugement final devrait être inscrit en novembre 2021, ce qui aura pour effet de rejeter la poursuite de la ville et de la contraindre à dédommager Liberty Apple Valley au titre des frais juridiques engagés aux fins de la présentation de demandes. La ville peut porter la décision de la cour en appel.

Incendie de Mountain View

Le 17 novembre 2020, un incendie, aujourd'hui appelé « l'incendie de Mountain View », s'est déclaré sur le territoire de Liberty Utilities (CalPeco Electric) LLC. La cause de l'incendie est encore indéterminée et le service des incendies de la Californie n'a pas encore publié de rapport. La société et certaines de ses filiales sont défenderesses dans des poursuites en cours concernant l'incendie de Mountain View. Il est impossible de prédire de manière raisonnable l'issue de ces poursuites. Toutefois, Liberty Utilities (CalPeco Electric) LLC entend se défendre vigoureusement. La société a une assurance responsabilité en cas d'incendie de forêt qui devrait s'appliquer jusqu'à la limite de la police applicable.

19. Engagements et éventualités (suite)

b) Engagements

En plus des engagements liés aux projets d'aménagement présentés à la note 6, les engagements importants étaient les suivants au 30 septembre 2021.

AQN a en cours des engagements d'achat d'électricité, des contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel, des ententes de services, de même que des engagements à l'égard de projets d'immobilisations et de contrats de servitude.

Le tableau qui suit présente les engagements futurs estimatifs aux termes de ces arrangements :

	Exercice 1	Exercice 2	Exercice 3	Exercice 4	Exercice 5	Par la suite	Total
Achats d'électricité ⁱ⁾	44 508 \$	30 079 \$	29 794 \$	30 028 \$	17 675 \$	158 216 \$	310 300 \$
Contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel ⁱⁱ⁾	80 472	69 493	46 502	43 917	25 532	139 043	404 959
Contrats de service	61 959	58 754	57 728	55 126	51 823	356 231	641 621
Projets d'immobilisations	86 865	—	—	—	—	—	86 865
Contrats de servitude et autres	12 913	12 995	13 164	13 343	13 511	474 918	540 844
Total	286 717 \$	171 321 \$	147 188 \$	142 414 \$	108 541 \$	\$ 1 128 408	\$ 1 984 589 \$

i) Achats d'électricité : Les installations de distribution d'électricité d'AQN ont conclu des contrats d'achat de quantités physiques d'électricité afin de respecter les exigences de charge. Les montants engagés inclus dans le tableau ci-dessus sont basés sur les prix du marché au 30 septembre 2021. Cependant, l'incidence des ajustements du coût unitaire de l'électricité achetée est atténuée par un mécanisme d'ajustement des tarifs de l'électricité achetée.

ii) Contrats de service et d'approvisionnement en gaz naturel : Les installations de distribution de gaz naturel et les centrales thermiques d'AQN ont conclu des contrats d'achat de quantités physiques de gaz naturel afin de respecter les exigences de charge et de production d'électricité.

20. Éléments hors trésorerie liés à l'exploitation

La variation des éléments hors trésorerie liés à l'exploitation se détaille comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Débiteurs	(7 006) \$	(13 024) \$	26 969 \$	43 922 \$
Carburant et gaz naturel stockés	(43 158)	(5 295)	(37 229)	(2 236)
Stocks de fournitures et de matières consommables	8 363	(377)	3 977	(21 335)
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	1 547	(1 464)	380	(3 353)
Charges payées d'avance	(6 083)	(4 680)	(15 126)	(12 024)
Créditeurs	25 731	68 585	(22 123)	5 248
Charges à payer	90 745	(36 400)	(676)	(76 439)
Passif d'impôts exigibles	1 499	3 264	7 124	4 980
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et obligations environnementales	(957)	(1 475)	(1 488)	(2 174)
Actifs et passifs réglementaires, montant net	(64 460)	(32 829)	(399 456)	(16 913)
	6 221 \$	(23 695) \$	(437 648) \$	(80 324) \$

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

21. Instruments financiers
a) Juste valeur des instruments financiers

30 septembre 2021	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Placements à long terme comptabilisés à la juste valeur	1 787 295	\$ 1 787 295	\$ 1 692 333	\$ —	\$ 94 962
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres	10 908	12 112	—	12 112	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	15 487	15 487	—	—	15 487
Contrats sur l'énergie non désignés comme couverture de flux de trésorerie	202	202	—	—	202
Swap de taux d'intérêt désigné comme couverture	2 981	2 981	—	2 981	—
Contrats sur marchandises servant aux activités à tarifs réglementés	7 305	7 305	—	7 305	—
Total des instruments dérivés	25 975	25 975	—	10 286	15 689
Total des actifs financiers	1 824 178	\$ 1 825 382	\$ 1 692 333	\$ 22 398	\$ 110 651
Dette à long terme	6 870 047	\$ 7 255 724	\$ 2 437 402	\$ 4 818 322	\$ —
Déventures convertibles	277	412	412	—	—
Actions privilégiées de série C	13 386	14 653	—	14 653	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	52 333	52 333	—	—	52 333
Contrats sur l'énergie non désignés comme couverture de flux de trésorerie	4 129	4 129	—	—	4 129
Swap de devises désigné comme couverture d'un placement net	60 540	60 540	—	60 540	—
Swaps de taux d'intérêt désignés comme couverture	8 134	8 134	—	8 134	—
Total des instruments dérivés	125 136	125 136	—	68 674	56 462
Total des passifs financiers	7 008 846	\$ 7 395 925	\$ 2 437 814	\$ 4 901 649	\$ 56 462

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)

21. Instruments financiers (suite)**a) Juste valeur des instruments financiers (suite)**

31 décembre 2020	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Placements à long terme comptabilisés à la juste valeur	1 839 212	\$ 1 839 212	\$ 1 708 683	\$ 20 015	\$ 110 514
Prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres	23 804	31 088	—	31 088	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	51 525	51 525	—	—	51 525
Contrats sur l'énergie non désignés comme couverture de flux de trésorerie	388	388	—	—	388
Contrats sur marchandises servant aux activités à tarifs réglementés	194	194	—	194	—
Total des instruments dérivés	52 107	52 107	—	194	51 913
Total des actifs financiers	1 915 123	\$ 1 922 407	\$ 1 708 683	\$ 51 297	\$ 162 427
Dette à long terme	4 538 470	\$ 5 140 059	\$ 2 316 586	\$ 2 823 473	—
Billet à payer à une partie liée	30 493	30 493	—	30 493	—
Déventures convertibles	295	623	623	—	—
Actions privilégiées de série C	13 698	15 565	—	15 565	—
Instruments dérivés :					
Contrats sur l'énergie désignés comme couverture de flux de trésorerie	5 597	5 597	—	—	5 597
Contrats sur l'énergie non désignés comme couverture de flux de trésorerie	332	332	—	—	332
Swap de devises désigné comme couverture d'un placement net	84 218	84 218	—	84 218	—
Swaps de taux d'intérêt désignés comme couverture	19 649	19 649	—	19 649	—
Contrats sur marchandises servant aux activités à tarifs réglementés	614	614	—	614	—
Total des instruments dérivés	110 410	110 410	—	104 481	5 929
Total des passifs financiers	4 693 366	\$ 5 297 150	\$ 2 317 209	\$ 2 974 012	\$ 5 929

La société a établi que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers à court terme se rapprochait de la juste valeur au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020, en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La juste valeur des prêts pour des projets d'aménagement à recevoir et autres (niveau 2) est calculée au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés, selon les taux courants estimatifs du marché pour des instruments semblables, ajustés pour tenir compte du risque de crédit estimatif déterminé par la direction.

21. Instruments financiers (suite)

a) Juste valeur des instruments financiers (suite)

La juste valeur du placement dans Atlantica (niveau 1) est établie selon le cours de clôture à la Bourse NASDAQ.

La juste valeur de niveau 1 de la dette à long terme de la société est établie selon le cours de clôture à la New York Stock Exchange et le cours de clôture du marché hors cote. La juste valeur de la dette à long terme de niveau 2 portant intérêt à taux fixe et des actions privilégiées de série C de la société a été établie au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés et des taux d'intérêt en vigueur. La juste valeur de niveau 2 des débentures convertibles a été établie à leur valeur nominale ou, s'il est supérieur, selon le cours des actions ordinaires d'AQN, en supposant leur conversion.

Les instruments dérivés de la société classés au niveau 2 pour les évaluations de la juste valeur se composent essentiellement de swaps, d'options, de droits, d'ententes de souscription et de contrats à terme avec livraison physique pour lesquels des données de marché relatives au prix sont observables. Les données de prix de niveau 2 sont tirées de différents indices boursiers et actualisées à l'aide de courbes de taux d'intérêt qui sont observables sur un marché coté.

Les instruments de niveau 3 de la société se composent de contrats de vente d'énergie visant l'électricité et de la juste valeur des placements de la société dans AYES Canada. Les données non observables importantes utilisées pour évaluer la juste valeur des contrats sur l'énergie se composent des cours du marché à terme développés en interne qui se situaient entre 16,15 \$ et 185,08 \$, soit un cours moyen pondéré de 29,92 \$ au 30 septembre 2021. Les cours du marché à terme moyens pondérés sont développés selon la quantité attendue d'énergie vendue par mois et le cours à terme attendu pour le même mois. Les variations de la juste valeur des contrats sur l'énergie sont présentées en détail aux notes 21 b) ii) et 21 b) iv). Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur du placement de la société dans AYES Canada sont les données relatives aux flux de trésorerie prévus, aux taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie, variant entre 9,03 % et 9,53 % et d'une moyenne pondérée de 9,44 %, ainsi qu'à la volatilité prévue du cours de l'action d'Atlantica, soit entre 22 % et 46 %, au 30 septembre 2021. Toute augmentation (diminution) importante des flux de trésorerie prévus ou toute augmentation (diminution) du taux d'actualisation pris séparément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (élevée). L'augmentation de la valeur et de la volatilité du cours des actions d'Atlantica au cours de l'exercice a donné lieu à une hausse importante de la juste valeur.

b) Instruments dérivés

Les instruments dérivés sont comptabilisés aux bilans consolidés intermédiaires non audités à titre d'actifs ou de passifs et sont évalués à leur juste valeur à chaque date de clôture.

21. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

i) Dérivés sur marchandises — comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer l'incidence des variations des flux de trésorerie associées au prix d'achat d'une partie de ses achats futurs de gaz naturel relatifs à ses territoires de services d'électricité et de gaz naturel à tarifs réglementés. Sa stratégie consiste à réduire au minimum les fluctuations des prix du gaz naturel vendu aux consommateurs de gaz naturel à tarifs réglementés. Le tableau ci-après présente les volumes de marchandises, en décathermes, associés aux contrats dérivés susmentionnés :

	2021
Contrats financiers : Swaps	2 956 308
Options	193 619
	3 149 927

La comptabilisation de ces instruments dérivés est assujettie aux normes comptables concernant les entités à tarifs réglementés. Les gains et les pertes sur le règlement de ces contrats sont inclus pour la plupart dans le calcul des ajustements des coûts liés aux marchandises et au combustible (note 5). Par conséquent, les variations de la juste valeur de ces contrats dérivés sur le gaz naturel et l'ajustement compensatoire aux actifs et passifs réglementaires n'ont eu aucune incidence sur les résultats.

Le tableau ci-après présente l'incidence des variations de la juste valeur des contrats dérivés sur le gaz naturel de la société sur les bilans consolidés intermédiaires non audités :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs réglementaires :		
Swaps	— \$	228 \$
Options	— \$	50 \$
Contrats à terme	— \$	693 \$
Passifs réglementaires :		
Swaps	7 087 \$	271 \$
Options	279 \$	76 \$
Contrats à terme	— \$	— \$

ii) Couvertures de flux de trésorerie

Pour tenter de réduire le risque de prix relatif aux ventes futures prévues de la production d'électricité des centrales éoliennes Sandy Ridge, Senate et Minonk et du projet éolien Shady Oaks II, la société a conclu les contrats dérivés à long terme sur l'énergie suivants :

Quantité notionnelle (MWh)	Échéance	Prix moyens obtenus (le MWh)	Prix variable à payer (le MWh)
2 479 234	Décembre 2031	23,50 \$	NI HUB
4 729 287	Septembre 2030	24,54 \$	Illinois HUB
560 010	Décembre 2028	32,72 \$	PJM Western HUB
2 611 114	Décembre 2027	24,04 \$	NI HUB
2 097 657	Décembre 2027	36,46 \$	ERCOT North HUB

21. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

ii) Couvertures de flux de trésorerie (suite)

À l'acquisition de la centrale éolienne Sugar Creek (note 3 d)), la société a procédé à la nouvelle désignation d'un contrat dérivé à long terme sur l'énergie afin de réduire le risque de prix relatif aux ventes futures prévues de la production d'électricité. La juste valeur du dérivé à la date de désignation sera amortie dans le bénéfice sur la durée résiduelle du contrat.

La société répond aux besoins en énergie de divers clients aux termes de contrats à taux fixes. La centrale hydroélectrique Tinker devrait fournir une partie de l'énergie nécessaire pour répondre aux besoins de ces clients; cependant, AQN prévoit devoir acheter une partie de l'énergie nécessaire aux tarifs au comptant d'ISO-NE pour compléter son offre d'énergie. La société a désigné comme couverture du prix des achats d'énergie un contrat d'une quantité notionnelle de 29 000 MWh au prix de 38,95 \$ le MWh échéant en février 2022. La société fait aussi appel pour atténuer le risque à des contrats d'achat à terme d'énergie. Ces dérivés à court terme ne sont pas comptabilisés comme des couvertures et les variations de leur juste valeur sont comptabilisées en résultat à mesure qu'elles se produisent (note 21 b) iv)).

En novembre 2020, à l'acquisition de Liberty Group Limited (auparavant Ascendant Group Limited, « Ascendant »), la société a procédé à la nouvelle désignation de deux contrats sur taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie pour atténuer le risque d'augmentation des taux d'intérêt liés au LIBOR sur la durée des facilités d'emprunt à terme d'Ascendant. Conformément aux conditions des contrats sur taux d'intérêt, la société a fixé sa charge d'intérêt liée au LIBOR entre 87 627 \$ et 8 875 \$, à respectivement 3,28 % et 3,02 % sur ses deux facilités d'emprunt à terme. La juste valeur du dérivé à la date de désignation sera amortie dans le bénéfice sur la durée résiduelle du contrat.

La société est partie à un swap de taux d'intérêt différé afin de réduire le risque de taux d'intérêt lié aux paiements trimestriels d'intérêt entre le 1^{er} juillet 2024 et le 1^{er} juillet 2029 sur les billets subordonnés non garantis de 350 000 \$. La société a désigné la totalité du notionnel des swaps de taux d'intérêt où la société paie un taux variable et reçoit un taux fixe à titre de couverture des paiements de taux d'intérêt variable trimestriels à venir associés aux billets subordonnés non garantis.

Le tableau suivant résume les AERE attribuables aux instruments financiers dérivés désignés comme couvertures des flux de trésorerie :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Partie efficace de la couverture des flux de trésorerie	(31 323) \$	(3 042) \$	(94 490) \$	(15 932) \$
Amortissement de la couverture des flux de trésorerie	(545)	(555)	(1 657)	(1 663)
Montant reclassé du cumul des AERE	269	(1 164)	40 401	(7 467)
AERE attribuables aux actionnaires d'AQN	(31 599) \$	(4 761) \$	(55 746) \$	(25 062) \$

La société prévoit que des gains latents et des pertes latentes de 12 767 \$, 1 855 \$ et 1 206 \$, actuellement classés dans le cumul des AERE, soient reclassés, après impôts, dans les ventes d'énergie à tarifs non réglementés, les intérêts débiteurs et les gains sur dérivés respectivement, au cours des douze prochains mois lorsque les couvertures sous-jacentes seront réglées.

21. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

iii) Couverture de change d'un placement net dans un établissement à l'étranger

La monnaie fonctionnelle de la majorité des établissements d'AQN est le dollar américain. La société désigne les obligations libellées en dollars canadiens comme une couverture de l'exposition au risque de change découlant de son placement net dans ses participations et ses filiales au Canada. Le gain ou la perte de change connexe découlant de la transaction en monnaie étrangère qui est désigné, et qui est efficace, comme couverture de placement net dans un établissement à l'étranger est présenté de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les AERE). Un gain de change de 338 \$ et une perte de change de 108 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (perte de 278 \$ et 83 \$ en 2020, respectivement) ont été comptabilisés dans les AERE.

Le 23 mai 2019, la société a conclu un swap de devises, dont les dates coïncident avec celles des billets non garantis subordonnés, afin de convertir en dollars canadiens des placements s'élevant à 350 000 \$ US. La variation de la valeur comptable des billets attribuable aux fluctuations des cours au comptant est comptabilisée dans les états des résultats consolidés intermédiaires non audités de chaque période à titre de perte (gain) de change. La société a désigné la totalité du notionnel du swap de devises et de taux d'intérêt fixe-fixe comme une couverture de l'exposition au risque de change lié aux flux de trésorerie découlant des remboursements des intérêts et du capital des billets. Au moment de changer la monnaie fonctionnelle d'AQN pour adopter le dollar américain le 1^{er} janvier 2020, cette désignation a été annulée. Les AERE liés à cette couverture seront désormais amortis dans le bénéfice de la période au cours de laquelle les paiements d'intérêt futurs influent sur le bénéfice sur la durée résiduelle de la couverture initiale. La société a désigné ce swap comme couverture de placement net d'AQN dans ses filiales au Canada. Le gain ou la perte de change connexe découlant de la transaction en monnaie étrangère qui est désigné comme couverture de placement net dans un établissement à l'étranger est présenté de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les AERE). La juste valeur du dérivé à la date de désignation sera amortie sur la durée résiduelle de la couverture initiale. Un gain de change respectivement de 12 284 \$ et 817 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (perte de 10 080 \$ et gain de 9 503 \$ en 2020, respectivement) a été comptabilisé dans les AERE.

Activités au Canada

La société est exposée aux fluctuations du change en raison de ses activités au Canada. AQN gère ce risque principalement au moyen de couvertures naturelles en utilisant la dette à long terme canadienne pour financer ses activités au Canada et une combinaison de contrats de change à terme et d'achats au comptant.

La société a déterminé que la monnaie fonctionnelle de ses établissements au Canada était le dollar canadien et qu'elle courait un risque de change à l'égard de ses transactions conclues en dollars américains. La société désigne les obligations libellées en dollars américains comme une couverture de l'exposition au risque de change découlant de son placement net dans ses participations et ses filiales aux États-Unis. Le gain ou la perte de change connexe découlant de la transaction en monnaie étrangère qui est désigné, et qui est efficace, comme couverture de placement net dans un établissement à l'étranger est présenté de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les AERE). Une perte de change respectivement de 744 \$ et un gain de change de 1 247 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (néant et perte de 3 581 \$ en 2020, respectivement) ont été comptabilisés dans les AERE.

21. Instruments financiers (suite)

b) Instruments dérivés (suite)

iii) Couverture de change d'un placement net dans un établissement à l'étranger

La société était partie à un swap de devises de 650 000 \$ CA pour convertir efficacement en dollars américains les débiteures libellées en dollars canadiens. La société a désigné la totalité du notionnel du swap de devises et de taux d'intérêt fixe-fixe et les montants à court terme à payer en dollars américains découlant des ajustements mensuels du règlement de swap comme une couverture de l'exposition au risque de change de son placement net dans les activités américaines du groupe Énergies renouvelables. Le gain ou la perte découlant des variations de la juste valeur du swap et les gains ou les pertes de change connexes sur les montants à payer en dollars américains qui sont désignés, et qui sont efficaces, comme couvertures du placement net dans un établissement à l'étranger sont présentés de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les AERE). Une perte de change de 11 644 \$ et un gain de change de 1 630 \$, respectivement, pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (gain de 15 472 \$ et perte de 11 719 \$ en 2020, respectivement) ont été comptabilisés dans les AERE. Le 15 février 2021, le groupe Énergies renouvelables a réglé le swap de devises connexe lié à la débenture de 150 000 \$ CA qui avait été remboursée (note 7 b)).

Le 9 avril 2021, le groupe Énergies renouvelables a conclu un swap de taux d'intérêt fixe-fixe sur devises, coïncidant avec la durée des débiteures non garanties de premier rang (note 7 b)), pour convertir en dollars américains le placement s'élevant à 400 000 \$ CA. Le groupe Énergies renouvelables a désigné la totalité du notionnel du swap de taux d'intérêt fixe-fixe sur devises comme une couverture de l'exposition au risque de change de son placement net dans ses activités américaines. Le gain ou la perte découlant des variations de la juste valeur du swap est présenté de la même façon que l'écart de change relatif au placement net (soit dans les AERE). Une perte de change respectivement de 10 135 \$ et 12 788 \$ pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021 a été comptabilisée dans les AERE.

Activités au Chili

La société est exposée aux fluctuations du change en raison de ses activités au Chili. Les activités chiliennes de la société sont résolues à utiliser le peso chilien comme monnaie fonctionnelle. La dette à long terme chilienne utilisée pour financer les activités est libellée en unidad de fomento du Chili.

iv) Autres dérivés

Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour gérer l'exposition à certains risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. La société ne conclut pas de contrats financiers sur dérivés à des fins de spéculation.

En 2020, la société a conclu des contrats de change à terme visant l'achat de 682 500 \$ à un montant d'environ 923 243 \$ CA afin de gérer l'exposition au risque de change lié à l'émission d'actions en dollars canadiens.

Pour ce qui est des dérivés non désignés comme couvertures, les variations de la juste valeur sont immédiatement comptabilisées en résultat.

Algonquin Power & Utilities Corp.

Notes des états financiers consolidés intermédiaires non audités

30 septembre 2021 et 2020

*(en milliers de dollars américains, sauf indication contraire et pour les montants par action)***21. Instruments financiers (suite)**

b) Instruments dérivés (suite)

iv) Autres dérivés (suite)

Le tableau suivant présente l'incidence sur les états des résultats consolidés intermédiaires non audités des instruments financiers dérivés non désignés comme couvertures :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Variation du gain latent (de la perte latente) sur les instruments financiers dérivés :				
Contrats dérivés sur l'énergie	(2 176) \$	(165) \$	(4 803) \$	462 \$
Variation totale du gain latent (de la perte latente) sur les instruments financiers dérivés	(2 176) \$	(165) \$	(4 803) \$	462 \$
Perte réalisée sur les instruments financiers dérivés :				
Contrats dérivés sur l'énergie	(485)	(289)	(126)	(970)
Total de la perte réalisée sur les instruments financiers dérivés	(485) \$	(289) \$	(126) \$	(970) \$
Perte sur les instruments financiers dérivés non comptabilisés comme des couvertures	(2 661)	(454)	(4 929)	(508)
Amortissement des gains sur le cumul des AERE gelés par suite de la fin de la désignation de la couverture	844	755	2 847	2 255
	(1 817) \$	301 \$	(2 082) \$	1 747 \$
Montants comptabilisés dans les états des résultats consolidés :				
Gain (perte) sur instruments financiers dérivés	(1 817) \$	301 \$	(2 082) \$	1 747 \$

d) Gestion des risques

Dans le cours normal de ses activités, la société est exposée à des risques financiers qui peuvent avoir une incidence sur ses résultats d'exploitation. Elle a recours à des stratégies de gestion des risques afin d'atténuer autant que possible ces risques de façon économique. Des instruments financiers dérivés sont utilisés pour gérer l'exposition à certains risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. La société ne conclut pas de contrats financiers sur dérivés à des fins de spéculation.

La présente note donne des informations sur la nature et l'étendue de l'exposition de la société aux risques liés aux instruments financiers, y compris le risque de crédit et le risque de liquidité, ainsi que sur la façon dont elle gère ces risques.

22. Chiffres correspondants

Certains des chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à la présentation adoptée pour la période considérée.