

**Canadian Nuclear
Safety Commission**

**Commission canadienne de
sûreté nucléaire**

Public meeting

Réunion publique

May 15th, 2013

Le 15 mai 2013

Public Hearing Room
14th floor
280 Slater Street
Ottawa, Ontario

Salle d'audiences publiques
14^e étage
280, rue Slater
Ottawa (Ontario)

Commission Members present

Commissaires présents

Dr. Michael Binder
Dr. Moyra McDill
Mr. Dan Tolgyesi
Ms. Rumina Velshi
Dr. Ronald Barriault
Mr. André Harvey

M. Michael Binder
Mme Moyra McDill
M. Dan Tolgyesi
Mme Rumina Velshi
M. Ronald Barriault
M. André Harvey

Secretary:

Secrétaire:

Mr. Marc Leblanc

M. Marc Leblanc

Senior General Counsel:

Avocat général principal :

Mr. Jacques Lavoie

M. Jacques Lavoie

(ii)
TABLE OF CONTENTS

	PAGE
13-M20	1
Opening Remarks	
13-21.A	3
Adoption of Agenda	
13-M22 / 13-M29	4
Approval of Minutes of Commission Meetings held February 20-21 and April 4, 2013	
4. Status Reports	6
4.1 13-M23 - Status Report on Power Reactors	6
4.2 Early Notification Report	31
4.2.1 - 13-M27	31
Atomic Energy of Canada Limited: NRU Reactor - Operator Error on February 27, 2013	
4.2.2 - 13-M31	58
Atomic Energy of Canada Limited: Dose records not submitted to National Dose Registry	
5. Items d'information	83
5.1 Hydro-Québec: Activités liées au déclassement de la centrale nucléaire de Gentilly-2	84
13-M24.1	84
Exposé oral par Hydro-Québec	
13-M24	102
Oral presentation by CNSC staff	

Ottawa, Ontario

--- Upon resuming at 3:18 p.m./

L'audience est reprise à 15h18

13-M20

Opening Remarks

Me LEBLANC: Bonjour, Mesdames et Messieurs. Bienvenue à la réunion publique de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Just to remind you, we have simultaneous translation.

I also ask you to please keep the pace of speech relatively slow so that the translators have a chance to keeping up.

Des appareils de traduction sont à la réception. La version française est au poste 2 and the English version is on channel 1.

We would ask that you identify yourself before speaking so that the transcripts are as complete and clear as possible.

Please silence your cell phones and other electronic devices.

Monsieur Binder, président et premier

dirigeant de la CCSN, va présider la réunion publique d'aujourd'hui.

President Binder.

THE CHAIRMAN: Thank you, Marc.

And good afternoon and welcome to the meeting of the Canadian Nuclear Safety Commission.

Mon nom est Michael Binder. Je suis le président de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Je vous souhaite la bienvenue and welcome to all of you who are joining us via the webcast.

First, I'm pleased to welcome -- I'm going to say this now for particularly until we get used to you -- a new Commission Member, on my left, Dr. Sandy McEwan, which was recently appointed to the Commission.

And I guess the reason you get introduced again because this is a meeting as opposed to a hearing that we had in the morning. And we always assume they're not the same people on our webcast. Big assumption, we never tested this.

(LAUGHTER/RIRES)

THE CHAIRMAN: So I'd like to introduce the rest of our Members.

On my left also is Ms. Rumina Velshi, Dr. Ronald Barriault, monsieur André Harvey; and on my right, Dr. Moyra McDill and Monsieur Dan Tolgyesi.

You've heard from Marc Leblanc, our secretary, and we also have monsieur Jacques Lavoie, senior general counsel to the Commission.

MR. LEBLANC: So the *Nuclear Safety and Control Act* authorizes the Commission to hold meetings for the conduct of its business. Please refer to the agenda dated May 10th, 2013 for the complete list of items to be presented today.

Mr. President.

THE CHAIRMAN: With this information, I would like to call to the adoption of the agenda.

Do we have concurrence?

So, for the record, the agenda is adopted.

13-M21.A

Adoption of Agenda

THE CHAIRMAN: I'd like to call now for the approval of the minutes of the Commission meeting that was held February 20 and 21st, 2013. Those minutes are outlined in CMD 13-M22.

Any comments, addition, deletion? Okay, I know there's no changes. So therefore, I'd ask the Commission Members to approve the adoption of the minutes. For the record, the minutes are approved.

13-M22 / 13-M29

**Approval of the Minutes of
Commission Meeting held
February 20-21 and April 4, 2013**

THE CHAIRMAN: I now would like to call for approval of the minutes of the Commission meeting held on April the 4th, 2013 in Saskatoon.

The minutes are outlined in CMD 13-M29 and it was dealing with the Gunnar Closed Mine.

So we -- the Commission requested some updates on this and I understand that Mr. Elder has some updates for us. So please proceed.

MR. ELDER: Thank you. Good afternoon.

This update is related to the fact that, at the last meeting, I had mentioned that the CNSC and the federal government specialists' review of the Environmental Impact Statement for the Gunnar Mine remediation was almost complete in April and that CNSC staff would be in a position to update the Commission on any major concerns at today's meeting.

So although CNSC staff are requiring some revisions to the documentation submitted by Saskatchewan Research Council to better reflect information required to

support its conclusions, we are satisfied that the potential options being presented will lead to improvements in the environment at the Gunnar site.

However, Natural Resources Canada, the other responsible authority under the *Environmental Assessment Act*, has not -- does not yet agree with this opinion and believes that there may be need for additional field work or site characterization.

Since this would be considered a significant delay to the project from what we presented in Saskatoon, I will be arranging for a senior level meeting of officials in the near future under the protocol we put in place for this project to make sure that the project moves forward in a timely and responsible manner.

So we do not -- we are satisfied that the site is and will remain safely -- is being safely maintained by the Saskatchewan Research Council.

What we're proposing is that I will report back to the Commission in September about whether we still are on track or whether there needs to be additional regulatory actions by the Commission.

So we've already -- I've already had preliminary discussions with three of the four signatories to the protocol to set up meetings and I know there are already some meetings between NRCan and Saskatchewan

Research Council planned for next week, but we will be setting up timely meetings to make sure that we can make sure the project moves forward.

THE CHAIRMAN: Okay, thank you.

Any comments? Okay, sounds like let us know. So it sounds good. So, therefore, I'd ask the Commission Members if they approve the minutes with this particular update?

So for the record, the minutes are adopted.

THE CHAIRMAN: We will now proceed to the Status Report on Power Reactors, which under -- it's under CMD 13-M23, and Mr. Rzentkowski will update us on this report.

4. Status Reports

4.1 13-M23 - Status Report on Power Reactors

MR. RZENTKOWSKI: Thank you very much, Mr. President. Good afternoon, Members of the Commission.

I have some minor updates to the report presented to you in the CMD 13-M23.

Let me start from Section 1.1, Bruce A, Status of Work of Unit 1. As indicated in the status

report, Bruce Power is making necessary repairs to the annulus gas system in order to complete commissioning activities.

As of today, all affected channels have been drilled to create the alternate flow path for annulus gas system. Approach to critical has been scheduled for today. All information needed to release the hold point has been provided by Bruce Power.

The summary documents have been prepared by CNSC staff. The only piece of work remaining is final verification that annulus gas system is working. If everything works well, we'll be in a position to release the hold point late next week. This will mark the return to service of Bruce Unit 1.

The next update I would like to provide for Section 1.3, Darlington Unit 4.

We provided a brief description of the event that took place on May 4th. The event was reported under S99 and has been -- has been disclosed on May 6th on the licensee's and the CNSC website.

It's important to stress that there were no injuries or damage to the plant and CNSC staff has confirmed that there was no risk to the public, workers or the environment.

CNSC staff and also OPG staff are, of

course, present in the room and are available to respond to any question the Commission Members may have on the subject.

The final update I would like to provide in relation to the Section 1.7, Point Lepreau.

As indicated under the comment section, the unit is currently operating at reduced power level due to a slowdown in the rate of fuelling caused by an issue with operation of the fuel channel closure plugs.

New Brunswick Power prepared the presentation and a video to better explain this design problem to the Commission and also to describe a strategy to address -- to address the closure plug issue. So we'll be able to see it probably in 5 to 10 minutes.

This concludes my updates to the status report.

THE CHAIRMAN: Once we see the video and you got the whole information here and then we can ask the questions, no?

MR. RZENTKOWSKI: Yeah.

(SHORT PAUSE/COURTE PAUSE)

THE CHAIRMAN: I thought we're looking at the whole status report, in which everything is on. So which video ---

MR. LEBLANC: Just in terms of technology,

who do we have on line now, Mario? Do we have both NB Power and OPG? Okay, so ---

THE CHAIRMAN: Yes? Okay, so -- but there's only one video.

MR. DÉSILETS: Yes.

THE CHAIRMAN: Okay, let's see the video.

MR. RZENTKOWSKI: So New Brunswick Power first.

THE CHAIRMAN: All right.

(SHORT PAUSE/COURTE PAUSE)

THE CHAIRMAN: We're having a technology challenge? Is that what it is?

(SHORT PAUSE/COURTE PAUSE)

THE CHAIRMAN: why don't we do OPG while they're trying to sort out the technology problem? So is OPG -- we have Richard MacEacheron. You want to add some words or we'll just open up the floor for questioning?

MR. MacEACHERON: Richard MacEacheron, for the record.

We have available, through a video link, the Director of Ops and Maintenance at Darlington who can answer questions and I can see him up on the monitor now. And so you can perhaps proceed with that.

THE CHAIRMAN: Okay. So let's start with general question on everything, starting with Monsieur

Harvey. I've got a list here.

MEMBRE HARVEY: Mes questions étaient surtout pour Hydro-Québec et Point Lepreau, ce qui fait que je vais passer mon tour pour Darlington.

LE PRÉSIDENT: Pas de problème.

MEMBRE BARRIAULT: Merci, monsieur le président.

For Darlington, really, the electrical fault caused the display modules to fail. Now, are those display modules in the -- in the operation panel? And as a result of that, could you see what was going on with the reactors?

And the next question, is there a backup system?

MR. RAMJIST: Yes, good afternoon. For the record, my name is Steven Ramjist; I'm the Director of Operations and Maintenance at Darlington Station.

To answer your first question, these -- the display module is a computer module that feeds panel displays and also accepts inputs from the keyboard and that is in the control room.

While these displays had failed, we could verify that the controlling computers were operating correctly based on panel indications that are driven independently from the -- from plant instrumentation.

So operators were able to successfully validate that all of our control programs were functioning as expected.

MEMBER BARRIAULT: I'm sorry; there's the backup system, is there to these modules?

MR. RAMJIST: That is -- the module feeds computer terminals for trending of information. There are panel meters for all of -- all of the parameters that are of interest to monitor control coolant contained for the operating staff and to validate correct operation of control programs.

MEMBER BARRIEAULT: So the system is completely redundant, if I understand correctly, then.

MR. RAMJIST: The monitoring ---

MEMBER BARRIAULT: The backup system.

MR. RAMJIST: That is correct.

MEMBER BARRIAULT: Okay, thank you.

Thank you, Mr. Chairman.

THE CHAIRMAN: So I just want to make sure that -- so there's no need for root cause, like I mean, do you know exactly the cause of this?

MR. RAMJIST: Yes, Steve Ramjist, for the record.

We -- the occurrence that happened was

caused by a drop in the power, a temporary drop in the power supply to the display module. What that did was caused the software to hang and the control computers per design stopped the programs that monitor these.

That -- we were able to reproduce the exact sequence of events on our computer development ability and so we have a full understanding that the system operated per design in -- in the response that we saw.

And our operating staff, once they had dealt with the main output transformer failure were able to use our operating procedures to restart them -- the man-machine interface module, and so, restore the displays and the keyboard input.

THE CHAIRMAN: Okay, thanks.

Anybody -- any other question on any -- any of those sites while we are waiting for Point Lepreau?
Ms. Velshi?

MEMBER VELSHI: I have a question on the Bruce A units where you say Unit 4 is at 86 percent, limited by the ability to transmit power.

So can you elaborate on that? Does that mean you can't have four units running at full power on site?

DR. RZENTKOWSKI: I will ask Mr. Bob Lojk, the Regulatory Program Director for Bruce Station to

respond to this question.

MR. LOJK: Thank you very much for that question. Bob Lojk, for the record.

In fact the -- the power -- the electrical power going out of the -- the three units that are operating is practically the same per spec. When the unit was -- when the unit was refurbished, a -- the new turbine generator was a lot more efficient. The output has always been the same. The transformer is -- made it to the output, the turbine is now more efficient. You can't -- if you drive the turbine at -- at the rate of power of the reactor, you'd blow the transformer.

So essentially, you -- you throw back the reactor. The licensee would have the option, of course, of changing -- spending a lot of money changing the transformer on the output side, but they -- the easier fix is to reduce the power output of the reactor in order to match the -- the secondary side of the equipment.

So in fact, Units 2, 3, and 4, Unit 2 has 783 megawatts, Unit 3, 795 and Unit 4, 802. That hasn't changed. Today, they are per spec, it's just that they had to throw down the reactor in order to match the output.

MEMBER VELSHI: Thank you.

THE CHAIRMAN: Can I -- can I just

piggyback on that. And first of all, I think congratulations to Bruce for, I think there was a period where all eight units were operating. How long was that?

DR. RZENTKOWSKI: I think from February to May, so pretty much, almost three months, if I am not mistaken. Mr. Frank Sanders is probably in the room, so he can correct me.

He's not, but I'm quite sure it was about three months.

THE CHAIRMAN: He missed a compliment. You should tell him that. Okay, thank you.

Ms. Velshi?

MEMBER VELSHI: Quick question for Darlington. So is Unit 4 back in service now that you have fixed your output transformer issue?

MR. RAMJIST: Steve Ramjist, for the record.

Unit 4 is currently operating at 30 percent full power. The turbine is rolling at 1,800 RPM and we're preparing to re-energize the main output transformer, so we expect it to be online within 24 hours.

MEMBER VELSHI: Thank you.

THE CHAIRMAN: Anybody else? Any comment on any? Monsieur Harvey? Pas de question, Monsieur?

Dr. Barriault?

We -- we are ready with NB Power? Okay, before we do this and I guess I'll wait for that to -- go ahead.

MR. HAYWARD: Okay, can you hear us?

THE CHAIRMAN: Yes.

MR. HAYWARD: Okay, good afternoon, Mr. Chair and Members of the Commission.

For the record, my name is Andy Hayward and I'm the Director of Projects and the lead on the closure plug issue resolution team at Point Lepreau.

I'm here today to provide an overview of the progress relating to the closure plugs at Point Lepreau.

Next slide, please.

We should -- there's a delay in our computer link, so we need to go to the CANDU-6 channel assembly slide please.

THE CHAIRMAN: Go ahead.

MR. HAYWARD: Okay. A closure plug is a -- is a -- as you can see in this slide, a closure plug is a removable component located at each end of the channel assembly.

There's 380 channels in total and two closure plugs per channel. The plug forms the channel closure that acts as a pressure boundary.

These plugs are removed by the fuelling machine and temporarily stored in the machine magazine to allow the channel to be fuelled. They're then removed from the fuelling machine magazine and re-inserted into the channel once the new fuel has been inserted and the used fuel removed.

Next slide, please.

The closure plug description and function, these -- this picture is two closure plugs, looking at them from different angles, closure plug is about 9 inches long and 4 inches in diameter. The seal disk form portion is what forms the pressure boundary.

The fuelling machine latches onto the stem of the plug to activate four retractable jaws. When extended, the jaws move out through an opening in the plug and mesh with the groove in the end fitting, locking it in place.

The jaws are activated by contact with the mechanism within the plug referred to as a "spider" and the spider's movement is controlled by a ram on the fuelling machine.

Next slide, please.

Also called "Closure Plug Description and Function" and this is a short video. Please click on the picture somewhere to get the video started.

(VIDEO PRESENTATION/PRÉSENTATION VIDÉO)

MR. HAYWARD: Okay, so next slide, please.

The next slide should be titled "Internal Workings of the Closure Plug".

The following animation shows the internal working of the closure plug and the interaction of the spider with one of the closure plug jaws, and I'll just point out that we've colour-coded them. The spider is the green portion; the jaws are red; the stem is yellow and the seal disk on the far left-hand side is a silver colour.

Is the animation working?

And did you get through the animation?

Okay, next slide please. The next slide should be titled, "New Closure Plugs".

THE CHAIRMAN: Correct.

MR. HAYWARD: Okay. So the original closure plugs were replaced as part of the refurbishment project. The new closure plugs are a slightly modified design that has been used in the newer CANDU-6 style reactors. The new design closure plugs increase the gap in the opening where the jaws go through the plug.

Next slide, please.

A bit of our Point Lepreau experience. Near the end of refurbishment, the fresh fuel is loaded

into the core manually and the closure plugs were inserted with a manual tool. And when a reactor is initially loaded with new fuel, it doesn't need to be refuelled for a few months. After this point, fuelling is required to take place on a regular basis to keep the reactor at power.

When we started refuelling, some closure plugs were sticking when inserted into the fuelling machine magazine and required multiple attempts to get the jaws to deploy.

As this was an unusual occurrence, these plugs were inspected and a team was put in place working with CANDU energy and AECL to troubleshoot the problem that was sticking.

So reactor power was reduced proactively to reduce the amount of refuelling required to keep the reactor online.

Next slide, please.

So the issue with the closure plug, upon inspection of the plugs that were difficult to remove, it revealed an inner portion of some of the jaw mechanisms where they interfaced with the spider, showed signs of interference and a small amount of material that was scraped off, as you can see in the upper right-hand corner of the jaw.

Next slide, please.

So here's a revised animation of the closure plug issue. If you click on the animation, preliminary findings indicated that the larger clearances of the new closure plug allowed more free play movement of the jaws, allowing the upper two jaws not to be fully aligned, due to the force of gravity. They kind of droop down.

And in parallel with these findings, questions were asked of other CANDU-6 utilities with the same style plugs to determine if they had similar findings. Different sequences for the fuelling machine to operate the closure plugs were investigated, along with analysis to ensure that there were no issues that could affect the pressure boundary and verification was done to ensure that any foreign material generated would not cause any damage to fuel or fuel channels. So the issue is contained within the plug -- in the internals of the plug.

Next slide, please.

The interim solution, following assessments and analysis, fuel handling procedures were modified and CANDU Energy Inc. recommended a repair strategy for the new closure plugs to remove a small amount of material from each jaw where they initially contact the spider. So you can see the machine chamfer pointed out in the

picture.

So following a series of testing and review of the supporting documentation, the Province of New Brunswick authorized nuclear inspector approve the use of the repaired plugs.

The approach is to remove the existing plugs from the reactor core and replace them with repaired ones as part of the refuelling strategy.

Our experience with the repair plugs has been successful and the fuelling rate is increasing. This will allow us -- allow the reactor power to be raised to full power. A representative sample of the repair plugs will be examined after six fuelling cycles, to confirm that there's no unusual wear.

Next slide, please.

So longer term activities; we have to complete the detailed investigation into the cause and discussions are ongoing to determine the longer term approach for the closure plugs.

Next slide, please.

In summary, NB Power has performed its due diligence and there's no safety concerns related to the closure plugs. NB Power, with support from CANDU Energy, and Atomic Energy of Canada has an interim solution using repaired plugs to allow the Point Lepreau Generating

Station to return to full power. The issue was all contained within the plug.

That concludes our presentation. I'll take any questions.

THE CHAIRMAN: Thank you. I'm sure they've got lots of questions.

Who wants to go first? Dr. Barriault?

MEMBER BARRIAULT: Thanks, Mr. Chairman.

I guess it begs the question, what did you do with the old plugs that worked before?

MR. HAYWARD: So for the record, my name is Andy Hayward.

And the old plugs reached the end of their useful design life and were removed from the reactor.

MEMBER BARRIAULT: And the new design came from where?

MR. HAYWARD: The new design came from AECL.

MEMBER BARRIAULT: So AECL is behind the design of these new plugs and they've been tested at other places?

MR. HAYWARD: Yes. They've been used in the last -- in the latest CANDU-6 reactors that have been refurbished.

MEMBER BARRIAULT: So you wonder why they

wouldn't work on Lepreau I guess is the next question.

But you mentioned something about gravity. So I want to understand if these plugs go in vertically, then gravity acts. If they went in horizontally, would it make any difference?

MR. HAYWARD: For the record, my name is Andy Hayward.

The plugs go in horizontally but there's four jaws that are located ---

MEMBER BARRIAULT: Okay.

MR. HAYWARD: --- circumferentially around the plug and the ones -- gravity acts on those jaws because of that gap that we showed you in the video.

MEMBER BARRIAULT: No, I understand now. Yeah, on the mock-up, it only showed two -- I guess two jaws really on the closure plug.

Thank you. That's all for now, Mr. Chairman.

THE CHAIRMAN: Okay. Thank you.

Monsieur Harvey?

MEMBER HARVEY: Were those plugs produced by the same company than for the other CANDU?

MR. HAYWARD: For the record, my name is Andy Hayward.

That is correct.

MEMBER HARVEY: Okay. And you presented like an interim solution, what do you expect to be the final solution?

MR. HAYWARD: For the record, my name is Andy Hayward.

The root cause analysis is still ongoing and we expect a workable solution, final design, through our investigations with AECL.

MEMBER HARVEY: How long do you think you will get an answer or a solution from AECL?

MR. HAYWARD: For the record, my name is Andy Hayward.

We think it could take up to two years.

MEMBER HARVEY: Okay. Thank you.

THE CHAIRMAN: But in the meantime, the interim solution can turn out to be the long-term solution, is it not? I may -- am I missing something?

MR. HAYWARD: For the record, my name is Andy Hayward.

We -- the interim solution is a workable solution for the interim but we don't believe it is a good long-term solution.

THE CHAIRMAN: Is that -- at least it looks to me, from here, there's a -- we're talking about a piece of steel, kind of a metal. What -- I'm trying to

understand what will go wrong in the short term, let's say within 10 years, that they will need you to replace it? Am I missing something here?

MR. THOMPSON: For the record, it's Paul Thompson.

No, Dr. Binder, you're not. They should be able to work fine for 10 years. It's just that we think it's appropriate have a fully capable plug. But it is working, it is fully safe.

THE CHAIRMAN: So it's like a Plan B, in case things go wrong. Is that what you're saying?

MR. THOMPSON: What's important for us is to have something that we have complete assurance on for 25 to 30 years, and so that's why we're still looking at what we should be doing in the longer term. There's no immediate hurry to do that, as you've pointed out.

THE CHAIRMAN: Okay.

Monsieur Harvey?

MEMBER HARVEY: Just -- do you have an idea of the number of such plugs that are not working properly?

MR. HAYWARD: Well, for the record, it's Andy Hayward.

We have to replace all of the plugs, so all seven of them.

MEMBER HARVEY: All of them, all of them.

THE CHAIRMAN: Dr. McDill?

MEMBER McDILL: Is there any concern with respect to loss of material strength, surface finish, and fatigue? I realize that these are not loaded quite that way but has a proper machine job been done on these interim chamfers?

MR. HAYWARD: For the record, it's Andy Hayward.

There is no concern. We've done proper stress analysis and other analysis through CANDU Energy and Atomic Energy of Canada and they are safe.

MEMBER McDILL: Thank you.

THE CHAIRMAN: Anybody else?

MEMBER BARRIAULT: Is there any chance -- this is Dr. Barriault.

Is there any chance that these plugs will damage the channel assembly that's there now?

MR. HAYWARD: For the record, it's Andy Hayward.

So analysis demonstrates that if there is any foreign material generated -- and that would be the concern --

MEMBER BARRIAULT: Yes.

MR. HAYWARD: -- it's very likely contained within the closure plug. And if it did make its way out

of the closure plug it's highly unlikely that it would result in any fuel or fuel channel damage, so a very low probability.

MEMBER BARRIAULT: So I was going to say; what's your degree of confidence in this?

MR. HAYWARD: We've done the analysis with CANDU Energy and it's documented and confidence is high.

MEMBER BARRIAULT: Okay.

MR. HAYWARD: It's also consistent with the other observations of the new offshore CANDU-6s.

MEMBER BARRIAULT: Would CNSC staff comment on that?

DR. RZENTKOWSKI: Yes, our understanding is that those closure plugs could have been forced on the end of the fuel channels; on and off. But this was a very conservative decision on the part of New Brunswick Power to stop refuelling even though exactly the same closure plugs are being used in Qinshan and Wolsong reactors overseas and there is no safety concern.

Because, I believe, that after two operations like that, you know, those jaws will form themselves in the way that they will fit perfectly and it will perform the intended design function, however, the safety concern was about the foreign matter left behind in the heat transport system, because of course this material

can affect the flow, can even lead to the channel blockage, depending of course of the amount of the material.

But, nevertheless, there was a concern and I believe it was a very conservative decision on the part of New Brunswick Power.

MEMBER BARRIAULT: Thank you.

THE CHAIRMAN: But did they -- did somebody explain why it didn't happen in Korea and elsewhere? What's unique about Point Lepreau that caused this?

MR. HAYWARD: So for the record, it's Andy Hayward.

Prior to us encountering and sharing our experience, there was no documented operating experience on this topic from the other reactors.

And after encountering the problem, we had detailed discussions with the offshore utilities and we learned that they had also encountered issues with these closure plugs sticking in the fuelling machine magazine. So when we asked them to inspect some of their closure plugs they reported the wear on the jaw was similar to what our experience was.

So it's not unique to us. We didn't have the information ahead of time.

THE CHAIRMAN: So how are they fixing it?

MR. THOMPSON: For the record, it's Paul Thompson.

What they observed is that every time they went back and refuelled a channel there were less and less sticking plugs to the point in which they don't have sticking plugs anymore.

So as Dr. Rzentkowski identified, that the plugs in fact were -- the jaws in the shield plugs were being slightly -- every time you fuelled.

THE CHAIRMAN: In layman language, it sounded to me like they're shaving enough material off, try to make it fit. That's not very good.

MR. THOMPSON: So the difference here is that we've -- before we fuel a channel we remove the existing plugs out, we repair them, we put them -- put new repaired plugs back in and then we fuel.

So -- and that's since the machining is being done outside of the reactor and thus the plugs that are going back in are not likely and we've not experienced that we've had any issues with them.

It's all part of being very conservative and ensuring that we're taking this in a very methodical way and preserving the long-term asset.

THE CHAIRMAN: Ms. Velshi?

MEMBER VELSHI: So how long do you think

it's going to take you for you to replace all these closure plugs and get back to 100 percent full power?

MR. HAYWARD: For the record, it's Andy Hayward.

The reactor power will be increased progressively as we meet these fuelling rates, and we expect to be doing that over the next weeks and months.

THE CHAIRMAN: Can you share with us how much will it cost to do all of this, or not?

MR. HAYWARD: For the record, it's Andy Hayward.

We are collecting the costs but we'd prefer not to share that at this time.

THE CHAIRMAN: Okay, any other questions?

So you know that we will be asking you particularly every time we get a status update about the status or progress of this event. So we'll keep monitoring and wish you all the best.

MR. HAYWARD: Thank you.

MEMBER TOLGYESI: How do you make sure that the plugs that you are replacing -- you know, if you replace that by the same type, the same model, it will have the same problem?

THE CHAIRMAN: We don't know yet. They've not done the ---

MEMBER TOLGYESI: But, you know, they did it in other -- they did it in Korea and they didn't go to replace every -- you said -- Mr. Rzentkowski said it was a kind of a conservative decision to replace every end plug.

And you learned that in Korea they have similar problems but they didn't do that in this way, that they stopped and they replaced both end plugs in every channel.

So have they managed, because they continue to operate and they had -- they experienced this kind of problem, so what they did?

THE CHAIRMAN: Point Lepreau, do you want to comment?

MR. HAYWARD: Yeah. For the record, it's Andy Hayward.

We felt the most prudent decision was to replace the plugs. And we've gone through a series of analysis and functional testing on the reactor with the repaired plugs to prove to ourselves that they would function properly.

We can't comment on the Korean experience. But they were, as we understand, unaware of the problem as they were going through it.

THE CHAIRMAN: Okay. We've got to move on.

MEMBER TOLGYESI: What AECL is doing with

you guys? It's the corporation they contribute or they let you find solutions on your own?

MR. HAYWARD: For the record, it's Andy Hayward.

AECL has been very cooperative. They've been supporting the warranty issues on these closure plugs through the technical support of CANDU Energy.

THE CHAIRMAN: Okay. Thank you.

Any other remaining question on the NPP status report?

All right. So we will move to the next -- the next two items are event initial reports concerning AECL (Atomic Energy of Canada Limited) and the first one is concerning an operator error that occurred on February 27th at AECL NRU reactor as outlined in CMD 13-M27. We have an AECL representative who are joining us now.

So first I will turn the floor to CNSC staff. Mr. Elder?

4.2 Early Notification Report

4.2.1 - 13-M27

Atomic Energy of Canada Limited:

NRU Reactor - Operator Error

on February 27, 2013

MR. ELDER: Thank you. Good afternoon.

I have a brief update on some of the information that -- since the initial -- event initial report was issued. I'm not going to go through the description of event because I understand AECL would be doing that.

First of all, I wanted to make clear that AECL did meet all the regulatory reporting requirements associated with this event.

Also, one of the things that we have done since -- actually we did right away is that since there was a possibility that the error could have caused damage to the main heavy water pumps and valves, CNSC staff's onsite inspectors did confirm that AECL performed the appropriate equipment checks prior to restarting the reactor. All equipment was confirmed to be operational and there was no indication of any damage.

The event report indicates that AECL is performing a root cause analysis and the results of this analysis were -- when we wrote the report were expected in mid-April. However, AECL has subsequently informed us that the report would be delayed.

Because of this delay, CNSC staff had requested AECL to quickly provide us with some additional

information on the compensatory measures so that CNSC staff could confirm that measures were being implemented.

AECL did provide this information and then CNSC inspectors continued to monitor the implementation of the compensating measures.

AECL has now provided the detailed event report and the root cause analysis only quite recently so these are just -- CNSC staff have just started the reviews on those ones, so we're not really in a position to add any more about the root cause at this time.

THE CHAIRMAN: Thank you.

AECL?

MR. LESCO: Good afternoon. For the record, my name is Randy Lesco; I'm AECL's Vice-President of Operations and Chief Nuclear Officer.

I'd like to begin by stating that I have complete confidence in the safety of NRU. We take our responsibilities for the safety of our employees, the public and the environment very seriously. We have and we will continue to operate the NRU reactor safely.

This event had no safety consequences to workers, the public or the environment. According to the reactor, it was maintained at all times. There was no impact on the NRU reactor.

The NRU Facility Authority had spoken to

the CNSC project office approximately two hours after the event and followed up again the next morning. Because this was a human performance event that took place during an important reactor manoeuvre, we treat this event very seriously.

We have reviewed the event and completed a cause analysis. Details have been provided to CNSC staff. We are taking the necessary corrective actions to prevent reoccurrence of this event.

At this time I would like to ask David Cox, the NRU Facility Authority to briefly outline the event that occurred on February 27th.

MR. COX: Good afternoon. My name is David Cox; I'm the Senior Director of NRU Operations and I'm the Facility Authority for the reactor.

The event -- I'll provide event description and a summary of the immediate actions that we've taken.

So the event happened on February 27th of this year. The NRU reactor was operating at normal power when the facility manager directed the senior reactor shift engineer to shut down the reactor.

This shutdown was required to implement the equipment changes in the heavy water purification circuit which is a system that's used to maintain chemistry control in the reactor.

The facility manager and an industry observer were present in the reactor control room to observe the shutdown activities.

Prior to initiating the manual shutdown procedure, the senior reactor shift engineer assessed all operating parameters to be normal in preparation for the reactor shutdown.

A rod supervisor, who's one of 25 individuals authorized to operate reactor controls in the presence of a senior reactor shift engineer, was in attendance in the control room and assisted the senior reactor shift engineer with monitoring and controlling the moderator temperature.

This moderator temperature control during shutdown is achieved by adjusting the flow of the secondary cooling water. This is the water that passes through the heat exchangers. This adjustment is necessary to keep the moderator from overcooling or becoming too cold.

There are eight primary cooling circuits, each with a pump and heat exchanger and at the time of this event, seven of those circuits -- seven of the eight circuits were in operation.

The activities of the rod supervisor to assist with the moderator temperature control took the

form of activating push buttons that are located on the main control console and these push buttons initiate movement of the valves that control the flow of the secondary coolant.

The reactor shutdown was initiated just before noon on that day when the senior reactor shift engineer began manually to insert control rods in the reactor.

About four and a half minutes after commencement of the shutdown activities, the reactor power had been reduced below what we call the conditioning point, which is 0.2 percent of the full power. So we were well into the shutdown.

About 30 seconds after reaching that point, after the rod supervisor had removed a Plexiglas cover that covers a bank of these push button actuators, the rod supervisors sequentially initiated closure of the seven main heavy water pump isolation -- outlet isolation valves in error instead of the valves that control the water to the secondary coolant to the heat exchangers. So this was the human performance error.

Note that the main heavy water pump isolation valves are motor driven. So upon push button actuation, motor begins driving that valve and it takes between 50 and 60 seconds for the valve to rotate closed

from the fully open position.

Shortly after initiation of the closure of the main heavy water pump isolation valves, a low-flow alarm was activated. It's most likely that this alarm was associated with a non-fuelled position in the reactor that operates close to alarm set-point. About half of the reactor positions contained fuel, other experimental positions.

So aside from this alarm, there were no other alarms actuated during the event. Most notably, there were no low-flow trips or high temperature alarms for any fuelled position in the reactor.

The facility manager, again present in the control room and he's also a qualified and certified senior reactor shift engineer, observed changing indications on one of the visual display panels and recognized the error and took action to reverse the main heavy water pump isolation valves to the open position. This requires to press a stop button and open, which reverses the valve drive direction.

So all seven of the valves -- oh, sorry, this action is estimated to have been taken within about 10 seconds of the rod supervisor having actuated -- having initiated the closure of the seven valves.

So, all seven of the valves had returned to

the fully open state within about 40 to 60 seconds of the event initiation.

Flow through the fuel rods did decrease briefly during the event. The minimum flow is estimated, from the data logs, to have been 93 percent of the full flow, so about a 7 percent reduction was the maximum reduction in flow. And this is consistent with no other subsequent alarms being recorded associated with the event.

The senior reactor shift engineer then evaluated the situation and verified that the moderator valves and other indications were in a safe configuration.

The intended secondary cooling control valves were then closed and the remainder of the reactor shutdown process was safely completed.

So that's a description of the event. I'll move to the immediate actions that were subsequently taken.

First of all, there was a safety stand-down conducted for each of the operating crews to share the learning -- the immediate learning from this event, which is to place emphasis on the error reduction human performance of entry tools that could have and should have been used to prevent the event from occurring.

Changes were also made to the labelling of

the Plexiglas covers for the valve groups on the main control panel, as well as administrative changes implemented to restrict those authorized to operate the reactor controls to only certified senior reactor shift engineers.

The NRU reactor remained shut down subsequent to this event for about four and a half days while we completed the planned maintenance activities that were originally anticipated as part of the shutdown.

And before restarting, however, a post-event review of data and logs was conducted to confirm that the event had not impacted any reactor systems or equipment. And that review also included performing an equipment test which function tested the main heavy water pump isolation valves themselves.

There were no safety consequences to workers, the public or the environment resulting from the event. There was no effect on NRU equipment resulting from the event. And I stress the cooling flows were maintained at all times during the event.

If the facility manager or other operating staff had not taken action to intervene in this event, multiple system alarms, beyond the one that was registered, alarms and indicators would have occurred to identify reduction of heavy water cooling flows providing

ample time for operator action to intervene to rectify the situation.

In response to this event, AECL has conducted, as Mr. Lesco said, a cause analysis and the analysis is summarized in the detailed event report that has been submitted to staff.

THE CHAIRMAN: Thank you.

So CNSC, no additional comments before we open up for questions?

Okay. It's open, who wants to go first?

Dr. Barriault?

MEMBER BARRIAULT: I guess it begs the question, was the rod supervisor qualified to do this procedure?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I'll ask Dave Cox to respond.

MR. COX: Dave Cox, for the record.

Yes, the rod supervisor was qualified to perform those activities.

MEMBER BARRIAULT: So was he assessed for fitness for duty immediately at the time or immediately after? I mean, was he sick, was he ill, was there anything going on here? It's obviously human error.

MR. COX: David Cox, for the record.

All of the individuals who were involved in

the event, participated in the investigation, were interviewed and the cause analysis has concluded that fatigue and fitness for duty were not contributing factors to the event.

MEMBER BARRIAULT: And I guess the next question really is, that is there any possibility this could have been intentional sabotage?

MR. COX: David Cox, for the record.

I would say definitively, no.

MEMBER BARRIAULT: Okay. Thank you.

Thank you, Mr. Chairman.

THE CHAIRMAN: Dr. McDill?

MEMBER MCDILL: Kind of distressing all around.

A very specific question, is this near miss potential loss of flow accident part of the safety analysis report? Has -- is this part of the design basis of the reactor?

MR. LESCO: So Randy Lesco, for the record.

This particular event was not identified as part of the safety analysis report in terms of the sequence of events.

MEMBER MCDILL: Staff, do you concur?

MR. ELDER: In terms of -- Peter Elder, for the record.

And it's one of the -- we would concur; there is a loss of flow analysis in the safety report. It's not -- one of the things that we have asked AECL to do and we mentioned this, is to look at it and say, is your analysis -- is there a gap in your analysis between what happened here to the assumptions about the loss of flow event that's in the safety report.

So there is analysis of loss of flow. There are some things that could be minorly different about this event that should be investigated to see if the conclusions from that analysis are still valid or remain valid under all conditions.

MEMBER MCDILL: One more question ---

THE CHAIRMAN: Before you leave this, can I piggyback on that one?

The first page, the sentence that says an operator-induced loss of flow accident is not an event considered and then the NRU safety analysis may be underestimated.

I guess my question is is human factors not part of the safety analysis big time? And when you do the emergency beyond design, post-Fukushima, didn't we actually insist that you look at all human factors and error to be integrated right into the safety analysis?

MR. ELDER: So Peter Elder, for the record.

First I'll say that some of the post-Fukushima work is still being done. So there is an additional analysis being done so not all those recommendations about accident management -- severe accident management are yet in place for NRU.

What -- there are a series of analysis. There's a safety report and then there's a periodic probabilistic safety report for NRU as well. Probabilistic safety report would and does consider human failures.

The question that we've been looking at, again, the safety analysis does include a loss of flow event. It's not obvious in an event -- human -- you know, when you look at -- a lot of the probabilistic look at data and what has happened so we were just looking and saying, is -- they need to do some -- they want to make sure and we'll be checking that they've looked into the possibility that this is a weakness that was not considered in your analysis.

So we're -- and why we -- we worded it saying, we're not saying it's missing or not missing, it's saying something must be checked into to see if there's a weakness that is not addressed.

THE CHAIRMAN: So AECL, are you revising your assessment of possible human error?

MR. LESCO: Yeah so as Peter -- Randy Lesco, for the record.

We -- as part of our safety analysis report, we do a probabilistic safety analysis as part of our safety report. We look at human errors, whether by commission or omission, as part of our faulttree analysis. So we take a rigorous approach in terms of making sure that we have an understanding of how impact on human performance affects the safety of the NRU reactor.

THE CHAIRMAN: Thank you.

Dr. McDill?

MEMBER McDILL: I realize that you maintained -- or 93 percent of full flow maintained. That was a good piece of information.

If the event had continued, how long before overheating would have been an issue? You -- what, to sort of 40 to 60 seconds, so if it had continued?

MR. LESCO: So Randy Lesco, for the record.

I'll ask David Cox to respond in a minute here. I guess it's important to provide to some context about NRU reactor.

So the thermal output of the NRU reactor is 20 to 30 times smaller than a normal power reactor. It operates at low temperature, nominally 50 degrees Celsius. It operates at low pressure, nominally one atmosphere.

The fuel itself is sitting in 30,000 litres of water so it provides a significant heat sink for the fuel.

And I'd just ask David Cox to provide additional comments.

MR. COX: So Dave Cox, for the record.

The very short answer is we've done analysis that shows that there would be no consequence to the fuel if this event had progressed to full valve closure for many hours. That's the short answer but I think I need to provide context to that.

So, you know, NRU -- the reactor is operated by highly skilled and trained senior reactor shift engineers who are well qualified to diagnose and respond to conditions in the plant.

If the facility manager had not intervened, as occurred in this event, the senior reactor shift engineer would have intervened.

If closure of the valves had progressed to produce a more significant reduction in flow, there are multiple alarms that would have been activated. These alarms would include things like fuel rod very low flow alarm, three or more heat exchangers having no heavy water flow, no flow to circuits four and five. These are all specific trips and alarms that would come into effect

amongst other signals.

These alarms, along with other system indicators, would be recognized by the operating staff and assessed for action. There's an alarm desk operator who - - in the control room who has the function of processing these alarms and communicating with the senior reactor shift engineer so that action can be taken.

So AECL is fully confident that the trained individuals would respond as necessary and take the appropriate actions and therefore, we believe that it's not credible that these valves would have progressed to be fully closed.

However, having said that, we have performed preliminary thermo-hydraulic analyses modelling to determine the consequences of such an event.

And so this is a modelling of -- in shutdown, at 0.2 percent power at the conditioning point with all of the main heavy water pump outlet valves fully closed.

And the results from those calculations which have just been run out for three hours in duration, show that there was no potential for impact on the reactor fuel itself. So there's -- there would be no impact on the fuel.

So this, I think, is an important outcome

that substantiates that there'd be adequate time available to perform operations and to intervene and to open the valves.

MEMBER McDILL: Thanks, Mr. Chair.

THE CHAIRMAN: So if that's the case, are you still happy with your characterization of the event is a near miss because I've got to tell you, in layman language, a "near miss" means a lot more concern and for possible serious accident than what you've just described.

MR. LESCO: So Randy Lesco, for the record.

I think I would categorize this, Dr. Binder, is that when we have a human performance event, you know, that deals with reactor operations, we need to take this event very seriously, right? And we've done so.

We've done it -- we've analyzed the event, we looked at root causes, cause analysis, and making sure that going forward we take the appropriate correct -- immediate actions and the appropriate corrective actions to ensure this event doesn't reoccur.

THE CHAIRMAN: I have no problem with your procedure. I'm just saying that when it's described in such language and it gets into the general public and you are of great interest to the general public. You may be one hundredth of a nuclear power plant power but you have a long history of interest in a community around you

that's very interested.

So I am just asking in -- with hindsight, would you use "near miss" as a description of this event? I have no problem with your characterizing it as level one. Level one is a technical kind of a thing. Near miss is not a technical definition unless you define it as such.

MR. LESCO: So Randy Lesco, for the record.

I understand the comment you're making, Dr. Binder. I would not categorize this a near miss. There were no consequences associated with this event, right? There's no impact on the public, no impact on our employees, no impact to the environment.

THE CHAIRMAN: Yet you did read the same article we did, right, in the press? And you can draw your own conclusion how the report characterized this event is.

Anybody else?

Ms. Velshi?

MEMBER VELSHI: I actually have a question on the level one categorization and whether that is appropriate, given, as you have very clearly articulated, that the potential ramifications of this after your investigation is that it couldn't have led to any really serious consequences.

So is a level one categorization appropriate or are we doing a disservice by calling something like this level one as opposed to some really serious incident?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I guess -- because again, you know, I can't overemphasize the fact that, you know, we have an event, you know, that's human performance related, right, that has -- that impacts on how we operate the reactor.

And because we need to take this seriously, we want to treat it with the appropriate importance and that's why we want to move directly to -- so that we completely understand the event, that we do the appropriate analysis assessment and it makes it absolutely clear that we understand the event so we can take appropriate corrective actions. Right.

MEMBER VELSHI: Okay. So then moving on, if it's -- so level one, do you bring in any independent investigators on your investigation team to make sure that that high level of objectivity is there?

MR. LESCO: So in this particular case, we did not because we wanted to -- making sure that we took quick action in terms of doing our analysis and our assessment around making sure that we take immediate actions as well as corrective actions.

MEMBER VELSHI: And I don't know what your internal procedure is or what the regulatory requirements are but for a level one significant incident -- which is pretty rare, I mean, how many would we have had last year, hopefully zero.

Isn't there a requirement or isn't there an expectation that there is more rigour in the kind of investigations that's conducted?

Maybe I'll get staff to answer that first.

MR. ELDER: Peter Elder, for the record.

Yes, there is. Their procedure would say there is more rigour so that's why you go into doing what they've done is do the root cause -- a formal root cause analysis, do a full investigation of the event.

So that's -- you know, the level of the event dictates how you treat it and the urgency -- and the -- I guess the urgency of which you try to understand the root causes of it as well.

MEMBER VELSHI: Moving onto something different then. So for a manoeuvre like this, is there sort of a procedure that the operator or the rod supervisor would hold in his hand and saying step one do this, press this button?

And you talked about event free tools, is there someone looking over his shoulder or is there an

expectation there's someone looking over his shoulder to make sure he is doing the right things?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

As part of our cause investigation and some corrective actions, clearly there's some opportunities to improve our conduct of operations, especially within the control room.

And I would ask Dave Cox to speak further on the process.

MR. COX: Dave Cox, for the record.

One of the corrective actions that's been identified through the cause analysis is the need to revise and improve our procedures for shutdown activities to specifically include, as you mentioned, incorporation of best practices for use of event free tools and to validate these procedures for use in the control room. And that's a high priority activity for us.

There is procedural guidance that exists and is used and is used in training but we recognize it needs to be improved.

MEMBER VELSHI: Have you had any similar incident happen in your history?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I don't believe that we've ever experienced this event in past history of any operations.

MEMBER VELSHI: Thank you.

THE CHAIRMAN: Anybody else?

Mr. Tolgyesi?

MEMBER TOLGYESI: I just want to emphasize that what we were saying that, for me, a near miss in the industry is where is a threat to health and safety to the life or a high level of damage. And it's not what you tried to witness to telling us that this was but there's potential consequence of this event.

So that's why I think that you should check when say it's a "near miss" and we should revise what's the level one of the evaluation of incidents.

THE CHAIRMAN: Mr. Elder?

MR. ELDER: Peter Elder, for the record.

I think one of the things that should be in consideration of this one is we still believe it was very appropriate that AECL put this as a level one event.

While we support that it is unlikely that even if you had full valve closures that you would have immediate impact on the fuel coolant; that was not apparent until some additional detailed analysis was done.

And we'll go back to the root, the -- what actually happened, the operator was told to do something on one system and actually did something completely different on another system. That's a very -- and we

would agree on, it's a very unusual type of error to see.

So whenever you see a very unusual error in a nuclear reactor control room, you have to treat this very seriously, regardless of -- and without speculating too much about what the causes would be.

And so it's to go back in and saying we were writing the original report with a limited amount of information. We actually delayed the issuance of it trying to get some more information so we wouldn't have to speculate as much but it still is something that has to be taken very seriously and treated very seriously just because of the very unusual nature of the event and the error. And I believe AECL has treated it appropriately in the seriousness.

THE CHAIRMAN: I don't think you heard from the Commissioners here that we have any problem with necessarily with level one. It's the near miss. Without near miss to what ---

MR. ELDER: I ---

THE CHAIRMAN: --- that is, it begs the question near miss. You know, like ---

MR. ELDER: I understand and ---

THE CHAIRMAN: So that's really what's at play.

MR. ELDER: We understand and we look at

the wording on this one because we've -- when we looked at it, it said it was -- we were trying to communicate, actually and we will definitely look at the language on this one.

What we're trying to communicate to the Commission was that nothing actually happened but there was certainly potential for something more serious to happen and, therefore, it needs to be thoroughly investigated.

And we'll look at the language.

THE CHAIRMAN: Okay.

Anybody else?

I've got two quick points. The first one is: In your report to us, I noticed it must have been pretty embarrassing to have the WANO people right there when it happened.

Did I get this right?

There are in one of the reports, I said it was WANO personnel were observing the reactor shutdown at the time.

MR. LESCO: Randy Lesco for the record.

I'll ask John Osborne to comment on the presence of WANO.

MR. OSBORNE: John Osborne, for the record, General Manager for NRU.

At the time, we were undergoing a WANO peer review. The industry advisor is a seasoned operations manager from a Canadian utility who was with our facility manager in the control room at the time.

It was observed by that member and discussed at length with our industry peers. They are extremely well motivated to helping facilitate the learning that we're doing in the organization and have provided guidance along those lines to help us understand that the actions we're taking are well aligned with standards and expectations in industry.

THE CHAIRMAN: So did they -- the WANO report has been filed now and received by you guys?

And some of the observation about this was part of their report?

MR. OSBORNE: John Osborne for the record.

The exit meeting with the WANO staff has been conducted. The observations and areas for improvement that were discussed are consistent with the causes of this particular event.

And I would add that they're also consistent with the CNSC staff's observations in how we're rated as a licensee. There's a significant overlap in areas of concern.

THE CHAIRMAN: While we respected the

confidentiality of those reports, feel free to share it with staff if you so wish on certain aspects. Let me leave it at this.

My second point is on proactive disclosure and, as you know, we are now in the process of finalizing the requirement. And here's a case in which we -- I think we could have been a little bit more aggressive, both sides, CNSC and AECL, on a proactive disclosure.

CNSC, you want to start?

And, AECL, whether you agree or not.

MR. ELDER: Peter Elder for the record.

I guess what our -- going forward, certainly, whenever we feel that something is significant enough to bring it to the Commission as event reports, we will also be doing proactive disclosure around it.

At that first indication again of this occurrence -- and non-occurrence is that there wasn't actually a real event in terms of any physically -- physical damage to the facility or affected environment because it was caught and terminated as quickly as -- very quickly.

So we'll -- but we'll need to re-look at the criteria to deal with how you deal with potential events rather than actual ones.

MR. LESCO: Dr. Binder, Randy Lesco for the

record.

I would agree with Peter on his comments. I think there's an opportunity to realize when we have an event that will receive immediate attention, that we proceed with disclosure.

I'd like to comment further that, when the event was made public through the news media, we did issue a message to our stakeholders as well as all staff.

THE CHAIRMAN: Our observation always is you're way ahead if you are the ones that are first to report on the event rather than the media.

Okay, anything else on this?

Ms. Velshi.

MEMBER VELSHI: President Binder, I just want to confirm that, once staff has had an opportunity to look at the investigation report, that we get an opportunity to hear what the findings and learnings are from this.

MR. ELDER: Peter Elder for the record.

Yes, we'll come back once we are in a position to do that. It will unlikely be at the next meeting. It's probably later in the summer or in the fall.

THE CHAIRMAN: Okay. Thank you.

Can we move on to the second event report?

And is -- okay, so the next event is concerning dose records not submitted to the National Dose Registry, as outlined in CMD 13-M31.

And I guess CNSC would like to go first and Dr. Thompson will make the presentation. Please proceed.

4.2.2 - 13-M31

Atomic Energy of Canada

**Limited: Dose records not
submitted to National
Dose Registry**

DR. THOMPSON: Thank you, Mr. Binder, Messieurs et Mesdames les Membres de la Commission.

My name is Patsy Thompson and I'm the Director General of the Directorate of Environmental Protection and Assessment and Radiation Protection. I'm also the designated officer for Dosimetry Service Licensing.

I'm with Alan Du Sautoy, who is the Director of the Radiation and Health Sciences Division, Mr. Bertrand Thériault, who is the Acting Dosimetry Licensing Specialist and Ms. Melanie Rickard, who is the External Dosimetry Specialist for the CNSC.

I'll briefly describe the event report and

provide some additional information that we've received since the event report was filed with the Commission.

Just as a bit of background, AECL has a licence for dosimetry services since 2000, and this is to ascertain doses for workers at both Chalk River and Whiteshell Laboratories. AECL's dosimetry licence is valid until May 31st, 2016.

In terms of the event, on April 8th, 2013, AECL discovered that 1650 dose records had not been submitted to Health Canada's National Dose Registry between the years 2009 and 2012.

AECL reported this event to the CNSC by phone on April the 18th and filed with the CNSC a preliminary report on the next day. These 1650 records consist of 825 pairs of whole body and skin dose records and result from 825 thermoluminescent dosimeters that were not returned to Dosimetry Services by workers after they had worn them. And this normally is because the TLDs or the dosimeters have been lost.

In such cases, when workers are required to wear electronic direct reading dosimeters, in addition to their TLDs for work, the reading from the electronic dosimeter -- the electronic dosimeter was used to assign the dose to the worker for that monitoring period.

When workers don't wear those additional

dosimeters, the electronic ones, then the worker is assigned a nominal dose by AECL of 0.05 millisievert.

AECL considers the value of 0.05 millisievert to be a conservative estimate of the dose by the worker under those conditions.

Doses assigned in this manner are manually entered in AECL's corporate dosimetry system and then verified by AECL dosimetry staff. Once verified, the doses are flagged in the dosimetry system as being ready to be filed with the NDR, with the National Dose Registry.

Because the verification step had not been completed in this case, the 825 pairs of dose records had not been flagged in AECL's corporate dosimetry system and, therefore, not filed with the NDR.

AECL provided during that period 520,000 external dose records to the National Dose Registry and so this event actually constitutes a very low percentage.

So it's 0.32 percent of the external dose records that had not been filed with the NDR for that period.

There are regulatory requirements for filing those records with the National Dose Registry. In the regulations, in the Radiation Protection Regulations, Section 19 requires that every licensee who operates a dosimetry service licence to submit to Health Canada

National Dose Registry the doses that they measure for each nuclear energy worker.

In addition, there are conditions in the dosimetry licence whereby AECL's dosimetry licence the dose records to be filed with the NDR no later than 30 days at the end of each quarter.

Another licence condition is that the licensee needs to do an immediate preliminary report to the Commission on any unplanned event that affects or has the potential to affect the precision, accuracy or reliability of the dose records.

So in this event both the -- it's a non-compliance with Section 19 of the Radiation Protection Regulations as well as a non-compliance with the two licence conditions.

And so, as required by a licence, AECL submitted a detailed event report on time on May 8th, 2013.

Since the event, AECL has assigned and trained three staff members to clear the backlog of unverified dose records. As of May 8th, 2013, there remained 43 dose records to be verified.

On May 18th, -- in the May 8th report, AECL proposed corrective actions and they consist of documenting and communicating to AECL staff a deviation

from procedure to expedite and clarify the process for verifying outstanding dose records in the corporate dosimetry system, also improving the chain of custody for dose records within AECL's process and implementing an electronic period verification for outstanding dose records.

CNSC staff reviewed the May 8th detailed report and, on May 10th, we wrote back to AECL requesting further information. As a result of this additional information requested by staff on May 10th, yesterday, on May 14th, AECL responded to our information request and there's -- we're satisfied with some of the information provided by AECL and there's two additional areas where we will require additional information.

This completes the staff's update to the Commission and we're available to answer questions.

THE CHAIRMAN: Thank you.

Before that, I don't know if AECL wants to add some information?

MR. LESCO: Yeah, Randy Lesco, for the record. Just a few points please, Dr. Binder.

So at all times, AECL has maintained up to date and accurate radiological dose records. There is no health or safety consequence related to this event. The event is about an administrative process related to the

transmittal of AECL's records to Health Canada's National Dose Registry from January 2009 to December 2012.

Over this period, AECL successfully transmitted 500,000 dose records to the National Dose Registry. Following an AECL review of these records, it was determined that some of AECL's records were not transmitted to the National Dose Registry.

The number of records represent less than one half of one percent of the total records. On April 18th, AECL reported this self-identified issue to the CNSC staff. Transmittal activities for AECL's records were initiated immediately. As of yesterday, May 14th, all files have been transmitted to Health Canada's National Dose Registry.

On May 8th, AECL provided a detailed event report to CNSC staff. The report outlined the cause, consequences and actions that AECL will be taking.

THE CHAIRMAN: Thank you.

Questions?

Monsieur Tolgyesi?

MEMBER TOLGYESI: How -- what's the procedure when you reduce the doses to incorporate the dosimetry system?

It's manual, somebody's doing that?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I'd ask Andy Bugg, who is our program authority for radiation protection, to respond.

MR. BUGG: For the record, Andy Bugg, AECL's radiation protection program authority.

The process of manually entering records into the corporate dosimetry system only applies to situations where the TLD -- the thermoluminescent dosimeter -- is unavailable for processing.

Routine dosimetry for all other dosimeters is entered automatically into the corporate dosimetry system.

MEMBER TOLGYESI: So -- and when you have some reasons, it's not automatic, what's the procedure?

Do you have a procedure that it should be done next day or how you do that?

MR. BUGG: Andy Bugg, for the record.

We have a procedure with the radiation protection department for calculating and estimating the dose to any individual where the dosimeter has been unavailable for processing.

Once that has been carried out, that information is passed over to the dosimetry service and they then have a procedure for manually entering that dose into the corporate dosimetry system.

MEMBER TOLGYESI: And the transfer to NDR,

it's again manual or it's automatic?

As soon as you enter the data how -- whatever, if it's manual or it is automatic, it's transferred to NDR or there's other steps?

MR. BUGG: So after the data has been manually entered into the corporate dosimetry system, it then is verified to confirm that the entry into the corporate dosimetry system matches that on the dose calculation dose estimate.

The process is then that the -- a batch of files is then transferred to the National Dose Registry and the National Dose Registry then confirm that they've received the files and identify if there were any issues.

MEMBER TOLGYESI: So somebody is assigned to verify that eventually and confirm or permit -- would approve the transfer?

MR. BUGG: Andy Bugg, for the record.

That is correct. Someone is assigned to verify the doses.

And that was the step of the process that was identified as an area for improvement; that we could better identify an individual for doing that exact process for the verification prior to the transfer to the National Dose Registry.

MEMBER TOLGYESI: Because we are witnessing

to send sometimes on a few occasions the kind of lack of rigour or working procedures.

And is it -- I don't know -- maybe as a result of weakening of safety or working culture at AECL?

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I think that we have a strong reporting culture. This issue was self-identified by AECL by a technician who has a questioning attitude and observed a discrepancy that we had to resolve; right?

And so I would say that we have a strong reporting culture, we have a strong corrective action program that, when issues are raised, we deal with it at a management level to review the event and incident and, should require additional analysis or cause analysis, we'll take the appropriate corrective actions to making sure that we don't have a repeat event.

THE CHAIRMAN: But I'd like to follow-up on this.

So, okay, but for three years it went undetected. So what we're trying to figure out is: What is the systemic problem here?

And I go back to staff. So what is the regulatory requirement and how do you verify compliance?

I thought you're supposed to do inspection and ensure that a reconciliation is done. So I'm trying

to understand the interaction between the regulator and the licensee on that subject.

And while you're doing all of this, maybe what Health -- you know, I hear that it's low dose, it's not important, but why are we collecting?

What's the importance of the registry, the Health Canada registry, that require a little bit of accuracy, if you like?

DR. THOMPSON: Patsy Thompson, for the record.

I'll start responding to your question by identifying the regulatory requirement.

So there is a requirement in the Radiation Protection Regulations for dosimetry service licensees to submit doses measured on workers to the National Dose Registry.

In AECL's licence, there's a condition for AECL to submit within 30 days the doses for that quarter to the NDR.

With the licence application, AECL has submitted a number of procedures. We, the CNSC staff, in doing the assessment for the licence, reviews the procedures, works back and forth with AECL to ensure that the procedures meet our expectations and we have a baseline compliance program, essentially, for this type of

facility.

And so in -- there's a five-year period for Type 1 -- detailed Type 1 inspections for this type of licensees because it's a low-risk licensee from the point of view of health and safety.

The inspection done in 2007 identified issues with submission of doses to the NDR for atypical doses. AECL implemented corrective measures. We were satisfied with those corrective measures.

Earlier this year, we did reconciliation, as you mentioned. Staff reviewed -- obtained doses from the NDR for AECL, compared them with the doses reported to the CNSC by AECL and found discrepancies. This was discussed with AECL and it is our understanding that it's through that essentially CNSC staff finding discrepancies between the NDR and AECL doses that this event was uncovered.

And so we are actively reviewing licensee procedures. When we do inspections, we focus on the procedures and the testing to make sure that the dosimetry is valid and the results are valid.

There's some things that, during a Type 1 inspection, we would not pick up, and that type of thing, because of the low percentage of records not sent to the NDR, we would not be able to pick up such low

underreporting essentially because of the number of workers being reported to the NDR by AECL varies from quarter to quarter.

MEMBER McDILL: Thank you.

You say that you have a strong reporting culture and, yet, when you found it you didn't call home, so to speak.

MR. LESCO: Yeah, Randy Lesco, for the record.

And I'll ask Andy Bugg to provide the timelines with respect to the event.

I can tell you that, when the event was determined to be reportable, it was immediately reported to CNSC staff.

And I'll let Andy Bugg talk about the associated timelines.

MR. BUGG: Andy Bugg, for the record.

On April the 8th, a technician with the Dosimetry Services Group was running some queries in the corporate dosimetry system on an unrelated matter and noticed what he believed may have been a potential anomaly with some of the results.

With good use of event free tools, that technician had a questioning attitude and raised it in discussion with his peers, his colleagues and with his

line management. We then proceeded to carry out a degree of data gathering and further investigation and, on April the 18th, this event was determined to be reportable and was reported later that day.

MEMBER MCDILL: Does staff want to comment on that?

DR. THOMPSON: Patsy Thompson, for the record.

Staff essentially identified that AECL were in non-compliance with the reporting requirement licence condition essentially because we believed that 10 days to determine that something that should have been filed with the NDR was not being filed does not require a lot of analysis.

The licence condition is fairly black and white and Section 19 of the regulation is fairly black and white.

MEMBER MCDILL: Does AECL have enough staff to find this kind of thing right now and deal with this kind of thing right now?

MR. LESCO: So, Randy Lesco, for the record.

I'll ask Andy Bugg how we have provided additional resources in terms of addressing our Dosimetry Services Branch.

MR. BUGG: Andy Bugg, for the record.

To answer the question directly, yes, AECL does have enough staff to perform these activities.

On this occasion, because there was additional work to do, we performed some cross-training of some of our other dosimetry staff to enable them to assist with the ratification of this issue.

MEMBER McDILL: Staff, how many issues of non -- it's four issues of non-compliance that you're potentially identifying?

DR. THOMPSON: Patsy Thompson.

Your question, Dr. McDill, is for this event?

It's a non-compliance with Section 19 of the Radiation Protection Regulations and a non-compliance with two licence conditions: the first one is the requirement to file doses to the National Dose Registry within 30 days of the end of the quarter, and the second licence condition is to report immediately events to the CNSC.

THE CHAIRMAN: Is there any way of automating all this reconciliation and accounting?

We are talking about how many dosimeters were sent. So it seems to me like -- I don't know what I'm missing here. Nowadays, it should all be automatic

reconciliation.

Somebody help me; only the CNSC or AECL.

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I'll ask Andy Bugg to provide a response to your question.

MR. BUGG: Andy Bugg, for the record.

Full automation is one of the things that we are reviewing and, hopefully, with a view to fully automating the process to avoid any errors such as this in the future.

DR. THOMPSON: Patsy Thompson.

If we may, Mr. Binder, Melanie Rickard could add some information.

MS. RICKARD: Melanie Rickard, for the record.

So each licence dosimetry service has to transfer records, as was already mentioned, to the NDR on a regular basis. It's defined in the licence.

There is a certain amount of automation in the sense that the records that are transferred are accepted by the NDR. If there's any issues where the data doesn't match the input specifications of the NDR then there is a batch report sent back to the licensee that says so many records were rejected.

So: So many records were received, so many

records were rejected, and this is the errors -- these are the list of errors supporting why the records were rejected. So in that sense, there is automation.

What I think you're referring to is basically comparing doses in the NDR to the doses that any given licensee might submit to the CNSC.

Because of the sheer number of licensees -- so this would be all licensees not -- that use licenced dosimetry services. The sheer number would make that difficult.

However, having said that, in the last year or two, and even past that, we do often like compare the data for major facilities against that in the NDR and, in that respect, we have found discrepancies and were able to follow-up and get further information to explain why.

And certainly, moving forward, we're considering internally, basically, whether we should do that more systematically for all major licensees for example.

Having said that, it would be virtually impossible to do it for all licensees just because of the sheer number, but we could certainly take it in a risk based approach.

THE CHAIRMAN: Well, doing dosage reconciliation is one degree even more difficult.

I was just thinking about when they have a corporate system when they register, their corporate system should have a handshake with the NDR to see if it's the same number. That should be simple, I think. Maybe I'm missing something here.

MS. RICKARD: I think that essentially does exist.

The issue here is that a certain number of records were basically not recognized by AECL staff. So they need a verification, that verification step was not performed.

The rest of the records got sent through, were received by the NDR and the NDR presumably sent back a report saying: Thank you, we received the records and there's, for example, no rejects.

The issue that we're talking about here is that those records were not identified by AECL staff as ready to be transmitted to the NDR.

So there's sort of like a hold point that shouldn't have existed basically or that should have undergone a verification step that allowed those records to go through.

THE CHAIRMAN: Okay.

Dr. Barriault?

MEMBER BARRIAULT: Whichever you want

first.

THE CHAIRMAN: Dr. McEwan?

As a new one, we're going to give him all access.

MEMBER MCEWAN: Thank you, Mr. President.

Can I be clear? These are -- the missing records are dose estimates because the original dosimeters were missing?

Is that correct?

MR. LESCO: So Randy Lesco for the record. I'll ask Andy Bugg to respond.

MR. BUGG: Andy Bugg for the record.

I would first like to reiterate that these weren't missing records. The records were in the corporate dosimetry system at all times. They were just awaiting transmission to the National Dose Registry.

However, to answer the question directly, yes, you are correct. They were the records purely for the manually entered doses.

MEMBER MCEWAN: So what happened to the missing dosimeters?

Because that seems to me to be a problem as well that you have missing dosimeters, you have an estimated dose and then you have a manual non-reconciliation I guess, simplistically?

MR. BUGG: Andy Bugg for the record.

Firstly again, to put it into context, AECL issues between 65,000/70,000 dosimeters in a year and, as previously stated, less than one half of one percent of those become unavailable for assessment.

The primary reason for the badges becoming unavailable for assessment is contract staff that we have at Chalk River Laboratories not returning the badges at either the end of the working shift or at the end of the contract.

THE CHAIRMAN: Couldn't that be a whole new set of problems?

What happened if they walk out with some high-level dose, not knowing it?

Is that possible?

MR. BUGG: Andy Bugg for the record.

AECL's ALARA program has requirements for individuals to wear personal alarming dosimeters or pads for any work where an individual may be exposed to an external radiation hazard. So that requirement is identified in a number of different ways.

For example, posted entry requirements for an area, work permits, radiological work assessments or plans.

Accordingly, we do not believe it is a

likely scenario where a person would be working in an area where they may be exposed to an external radiological hazard, where they would not be wearing a personal alarming dosimeter.

Accordingly, we have those records available on our electronic database should the unlikely situation occur when that badge becomes unavailable for assessment.

THE CHAIRMAN: Okay.

Ms. Velshi?

MEMBER VELSHI: I've heard a couple of things where I've got inconsistent -- I've heard it to be inconsistent between what I've heard from staff and what I've heard from AECL.

One was on just how this particular event was discovered.

I thought what I heard from staff was that you were doing a reconciliation of AECL data with the National Dose Registrar and found the difference. What I've heard from AECL is your technician spotted something while they were checking something.

And it may be a level of detail but it's important to know that -- how the deficiency was actually discovered.

So did I hear it right?

Was it your technician doing something totally independent or was it staff in their reconciliation, actually found the ---

DR. THOMPSON: So perhaps, Ms. Velshi, I could start? It's Patsy Thompson for the record.

What I said was we -- the CNSC staff requested data from the NDR for -- AECL data from the NDR. We did a comparison with the data filed -- provided to the CNSC by AECL and found discrepancies.

These discrepancies were identified to AECL and our understanding is AECL started looking at why there were discrepancies and it's through that process that this event was uncovered.

MEMBER VELSHI: Yeah, that's what I thought I'd heard you say.

And, yet, I thought what I heard from AECL was it was sort of a totally independent exercise that your technician was going through and said: Hum, this doesn't look right.

MR. LESCO: Randy Lesco, for the record.

I guess I'll turn it over to Andy Bugg to again reiterate how this issue was identified.

MEMBER VELSHI: You don't have to repeat that.

What you're saying is that they're two

different aspects. You know, we have different opinions.

So the second one I heard differently was on how the dose gets estimated when the TLDs are missing.

And I think I've understood what AECL has said. You estimate it based on the work probably a personal alarming dosimeter and failing that then the default amount is 0.05 millisieverts.

I wasn't sure that what I heard from the CNSC staff, from Dr. Thompson, was that everyone was assigned 0.05 millisievert as a default dose.

DR. THOMPSON: Patsy Thompson, for the record.

Ms. Velshi, before I answer that question, I'd like to read from AECL's event report.

And so when we reconciled the NDR data with AECL data, we identified an issue of discrepancies.

And so AECL in their response indicates that it's when they were following up on an unrelated matter and it's a follow-up of double-reporting of some tritium doses which is what the CNSC had identified.

And so it's an issue we had identified. The technician was following up on that issue and found this -- the issue we're reporting today.

For the questions in terms of the reporting of doses in this event, our understanding is that, when

the workers wear personal alarming dosimeter, that dose is assigned to the worker. When there isn't any, a dose of 0.05 millisievert is assigned.

We had, last Friday, requested a validation of the procedure for identifying .05 and in their response yesterday, on May 14th, AECL filed the -- a copy of that procedure with us and the CNSC staff are now reviewing it to make sure that it is appropriate to assign that dose to workers who have lost their TLD and have no personal alarming dosimeter.

MEMBER VELSHI: And can you comment on the .32 percent, you know, of missing TLDs and how that compares with, you know, within industry?

Is that high, low, typical?

DR. THOMPSON: Patsy Thompson.

Essentially, what we're -- what I've just been told is we don't have the data but it would appear to be typical.

MEMBER VELSHI: Thank you.

THE CHAIRMAN: Dr. Barriault?

MEMBER BARRIAULT: No, most of the questions have been asked but it begs the comment really that: Wouldn't it be easier to report these levels rather than come back and rehash and look at all of this?

You know, what I'm reading here like

dosimeters are missing so we cook up the books and we'll say: Well, this is what we think he's exposed to next.

Maybe it's time we took somebody to the wood shed with a stick but I guess you can't do that anymore.

That's all Mr. Chair.

THE CHAIRMAN: Oh yes, we can. It's called "regulator".

So if I see in your report it says that you will report back once we understand the mitigation and improvement that AECL will put in this because I'm -- I don't consider this to be rocket science.

I'd like to know how one can put in a simple monitoring process if we run into these kind of deficiencies in reportings?

DR. THOMPSON: So Patsy Thompson, for the record.

In their detailed event report, AECL identified that something similar may have happened twice in 2012. They have put in place corrective measures and we've asked them for their assessment of the effectiveness of the corrective measures.

AECL has also identified corrective measures for this event and so, in the next weeks, we will be reviewing all of the information, their detailed event

report, the corrective measures and, more likely than not, we will do a focused inspection to actually verify the implementation of the corrective measures and their effectiveness.

At that time, we would be in a good position to come back to the Commission with a good sense of whether or not the corrective measures have been successful.

THE CHAIRMAN: And I would hope if you find a way of using automation nowadays but other licensees so we don't have these similar problems elsewhere.

Mr. Tolgyesi, last word?

MEMBER TOLGYESI: Yes. Just you were saying that part of the problem was that contractors, they don't give back the dosimeters daily and so you don't have results.

I think that's not a good reason because you have a very, very simple solution: You say that for every day you don't submit back the dosimeter, the contractor is paying \$200 a day.

And I will tell you something; you will have them because I experienced that kind of ---

THE CHAIRMAN: Not only that, I'm surprised they can leave the premise and get by your security.

I have gone through your security. They're

pretty tough. They're not going to let me leave with a dosimeter, I thought. So something doesn't reconcile here.

Anyhow, I think we've beaten this down. So thank you. Thank you for that and we look forward to the report.

Break, we need a break? Okay, 10-minute break.

--- Upon recessing at 5:13 p.m./

L'audience est suspendue à 17h13

--- Upon resuming at 5:25 p.m./

L'audience est reprise à 17h25

LE PRÉSIDENT: Nous sommes ici?

Alors, le prochain sujet à l'ordre du jour est une présentation d'Hydro-Québec et du personnel de la CCSN au sujet des activités liées au déclassement de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Alors, je laisse la parole à Monsieur Gélinas -- Monsieur Gélinas de Hydro-Québec pour leur présentation, numéro de document CMD 13-M24.1.

Monsieur Gélinas, vous avez la parole.

5. Items d'information

5.1 Hydro-Québec:

**Activités liées au déclassement de
la centrale nucléaire de Gentilly-2**

13-M24.1

Exposé oral par

Hydro-Québec

M. GÉLINAS: Bonjour, Monsieur Binder. Je vais laisser la parole à Madame Pelletier pour commencer la présentation.

LE PRÉSIDENT: Avec plaisir.

Mme PELLETIER: Bonjour à tous. Monsieur le président, mesdames et messieurs les commissaires, bonjour.

Je me nomme Louise Pelletier et je suis Directrice, Projets de développement et production nucléaire chez Hydro-Québec.

Depuis janvier 2010, j'ai la responsabilité du volet nucléaire au sein d'Hydro-Québec, tâche que je partage avec une équipe de cadres chevronnés et avec des employés dédiés.

Depuis ma dernière présence devant vous, beaucoup de choses ont changé. Comme vous le savez, les

intentions de notre actionnaire de procéder à la fermeture de la centrale de Gentilly-2 ont été confirmées le 20 septembre dernier par le gouvernement.

Cette orientation a requis chez nous une mobilisation pleine et entière de nos ressources.

Nous avons d'abord concentré nos efforts à produire l'analyse demandée par le gouvernement, analyse que nous avons déposée le 3 octobre dernier et qui a d'ailleurs été rendue publique ---

LE PRÉSIDENT: Un instant, on a un défi technologique ici.

(RIRES/LAUGHTER)

Mme PELLETIER: Je vous en prie.

(COURTE PAUSE/SHORT PAUSE)

Mme PELLETIER: Ça va?

M. LEBLANC: Pardon.

Mme PELLETIER: C'est bien.

Je disais que nous avons d'abord concentré nos efforts à produire l'analyse demandée par le gouvernement, analyse que nous avons déposée le 3 octobre dernier et qui a d'ailleurs été rendue publique à cette occasion.

Monsieur Thierry Vandal, Président-Directeur général d'Hydro-Québec, confirmait la fermeture de la centrale de Gentilly-2 à la fin de 2012 dans une

conférence de presse tenue avec la ministre des Ressources naturelles, Madame Ouellet.

Au terme d'une analyse approfondie, à la fois sur des projets récents et sur l'évolution des marchés de l'énergie depuis 2008, Hydro-Québec concluait alors que le projet de réfection n'était plus justifié sur le plan financier.

Cette annonce a été suivie par nos employés avec beaucoup d'intérêt et beaucoup d'inquiétudes. Si les réactions ont parfois été vives, elles ont été aussi l'occasion de créer de nouvelles synergies entre différents groupes d'employés et d'identifier de nouvelles pistes de solutions communes.

Ainsi, dans les heures qui ont suivi l'annonce publique des intentions de notre actionnaire, nous avons notamment établi une table commune paritaire. Cette table s'est réunie de manière régulière, c'est-à-dire au moins une fois par semaine pendant plusieurs mois, et elle regroupait les représentants syndicaux des employés présents à la centrale et des membres de la direction.

Nous avons établi un plan de communication interne afin de nous assurer de rejoindre chaque employé. Ce plan a été réalisé et se poursuit.

Nous avons préparé un plan d'accompagnement

des ressources humaines afin notamment d'offrir des programmes d'aide aux employés. Ce plan a été réalisé et est toujours en place.

Nous avons réalisé deux tournées de la direction qui ont été tenues en centrale, dont l'une en présence des représentants syndicaux. Ces tournées ont rejoint l'ensemble des employés et d'autres rencontres sont encore planifiées.

Toutes ces actions s'inscrivent au sein d'un plan d'action qui s'effectue en continu et qui est suivi étroitement par la direction.

Si nous avons réussi à accomplir une telle feuille de route à ce niveau c'est parce que nous avons pu compter d'abord sur l'ouverture et la collaboration de nos employés, d'autant plus précieuses en ces moments difficiles, mais aussi sur celles de la direction d'Hydro-Québec qui a soutenu chaque étape avec pertinence, respect et diligence.

Enfin, je souhaite ici souligner la collaboration significative des représentants syndicaux, dont l'identification de solutions porteuses et innovatrices. Ils ont accompagné l'ensemble du processus et leur contribution a été précieuse et continuera de l'être dans les prochains mois.

La collaboration patronale syndicale est

d'ailleurs illustrée dans cet exemplaire de l'Hydro Presse, que je crois vous avoir remis dans les dernières minutes. C'est une publication interne d'Hydro-Québec et qui fait le portrait de 29 ans d'exploitation sûre et sécuritaire de la centrale.

Cette publication interne démontre avec brio la part de la centrale au parc de production d'Hydro-Québec, ainsi que la contribution extraordinaire de ses employés à travers le temps.

Sur un autre plan, d'autres activités ont jalonné les derniers mois. Vous le savez pour y avoir contribué, une commission parlementaire sur l'étude des impacts reliés au déclassement de la centrale a eu lieu en janvier dernier.

Le Gouvernement du Québec y a accueilli les mémoires d'experts, de groupes d'intérêts et de syndicats. La Commission a émis un rapport en mars dernier faisant état de huit recommandations, dont trois qui s'adressent à Hydro-Québec.

Nous analysons actuellement chacune des ces recommandations afin d'évaluer leur application possible.

Enfin, le gouvernement a annoncé tout récemment la forme que prendra le fonds de diversification qu'il a mis en place pour le Centre du Québec et la Mauricie.

En terminant, je reviendrai sur les mots qu'a eus le Président-directeur général, monsieur Thierry Vandal, alors qu'il expliquait le 29 janvier dernier à la commission parlementaire que l'impératif de sécurité du site qui prime depuis le tout début, sécurité du public, sécurité pour les travailleurs, sécurité pour l'environnement, va rester très, très présent tout au long du processus menant au déclassement.

À cet impératif de sécurité, j'ajoute pour les employés le souci constant de procéder aux différentes activités menant au déclassement de Gentilly-2 avec la même rigueur et le même professionnalisme dont ils ont fait preuve au cours des dernières années.

C'est plus qu'un engagement de la direction d'Hydro-Québec; c'est un principe vécu à tous les jours en centrale.

Je laisse maintenant à monsieur Mario Désilets le soin de vous expliquer les structures de gouvernance qui ont été mises en place afin d'assurer la bonne conduite de ce projet d'envergure, celui du processus de déclassement de Gentilly-2.

Sachez en conclusion que chacune de nos actions a été et continue d'être faite avec la même rigueur et le même professionnalisme qui a toujours caractérisé le travail de nos employés.

Je vous remercie.

M. DÉSILETS: Monsieur le président, mesdames, messieurs les commissaires, bonjour.

Je me présente: Mario Désilets, Directeur de la centrale de Gentilly-2.

Il me fait plaisir de venir expliquer les mécanismes et les structures mises en place à l'automne dernier afin de préparer les travaux de stabilisation liés à la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Madame Pelletier l'a souligné: la même rigueur conduit chacune de nos actions. J'ajouterai que toute action se fait aussi dans le respect de nos priorités: la sûreté des installations, la santé et la sécurité, la radioprotection et le respect de l'environnement.

Les derniers mois ont été employés à la mise en place d'une structure de gouvernance simple et orientée vers la gestion efficace des activités menant au projet de déclassement.

Nous avons mis en place trois structures de gestion avec des mandats distincts.

La première, le bureau de direction a pour principale raison d'être de s'assurer de la réalisation de la phase de stabilisation tout en assurant la sûreté, la sécurité des employés et du public, et la protection de

l'environnement.

Pour y parvenir, le bureau de direction est en charge de s'assurer que les exigences, normes, lois et règlements cités au permis soient respectés. Il est également responsable de désigner des gens qualifiés pour l'accomplissement des tâches.

Le bureau de direction doit fournir les services en matière de santé et sécurité au travail, la protection de l'environnement, de communication et d'assurance de la qualité.

Au cœur de ce bureau de direction, le comité de direction. Il a la responsabilité de s'assurer de la gestion du projet, du déploiement des activités et des ressources, ainsi que d'en rendre compte.

Il doit s'assurer que les activités sont réalisées en conformité avec les encadrements en vigueur et dans le respect de l'échéancier et du budget.

La seconde équipe, l'équipe de préparation des travaux, doit quant à elle élaborer les stratégies de mise en retrait et de reconfiguration des systèmes. Elle s'assure de préparer toute la documentation requise pour l'exécution des travaux et de maintenir à jour le plan de fin d'exploitation.

Cette équipe voit aussi à l'élaboration, la validation et la mise à jour des encadrements. Elle

veille également au suivi des questions règlementaires.

Enfin, la troisième équipe, l'équipe d'exécution des travaux, est en charge de la réalisation des travaux. Elle s'assure que ceux-ci sont réalisés dans le respect des règles de santé et de sécurité, de radioprotection et d'environnement.

Elle est également responsable de s'assurer que les travailleurs ont la formation requise pour l'exécution des tâches assignées.

Au quotidien, ces trois équipes évaluent, planifient et exécutent chaque activité menant à l'état de stockage sûr ou dormance de la centrale.

Un projet d'une telle envergure que celle du déclassement de Gentilly-2 requiert la mobilisation de son personnel. Aussi, nous orientons nos efforts sur le maintien d'un bon climat de travail.

À titre d'exemple, nous organisons régulièrement des rencontres d'information avec les différentes équipes de travail. Nous avons d'ailleurs un plan de communication interne détaillé.

Nous appuyons nos relations de travail sur des communications soutenues et bidirectionnelles avec les syndicats.

Un autre bon exemple est le nombre de jours sans perte de temps qui jusqu'à tout récemment totalisait

tout près de 330 jours. Cet indicateur suggère que nos employés demeurent concentrés sur les bonnes manières de faire et sur les processus, minimisant ainsi les risques de se blesser.

Dans le contexte actuel, nous effectuons évidemment une réduction par étape des effectifs. Cette réduction des effectifs se réalise en fonction du plan de déclassement préliminaire, tout en s'assurant de suffire aux besoins en ressources générales ou spécialisées pour la réalisation des différentes activités.

Bien que certains employés se relocalisent à l'extérieur de la centrale, ces derniers demeurent majoritairement au sein d'Hydro-Québec et sont accessibles en cas d'un besoin spécifique, procurant ainsi l'accès à une main d'œuvre qualifiée.

Ces moyens de gestion flexible, combinés au professionnalisme et à la rigueur de nos employés, nous portent à croire que nous possédons les effectifs nécessaires et qualifiés pour couvrir toutes les activités requises pour accomplir la phase de stabilisation et les phases subséquentes.

J'ajouterai avant de conclure quelques mots sur le retour d'expérience puisqu'il s'agit d'un élément important pour un projet d'une telle envergure.

Des contacts avec l'industrie sont

maintenus, que ce soit via WANO, COG ou directement auprès de chaque propriétaire.

De plus, sur une base régulière, des échanges ont été mis en place avec le personnel d'Ontario Power Generation afin de bénéficier des leçons apprises lors des retraits des centrales de Pickering 2 et 3.

Je cède maintenant la parole à monsieur Claude Gélinas qui vous expliquera la planification des activités de stabilisation.

M. GÉLINAS: Monsieur le président, mesdames et messieurs les Commissaires, bonjour. Je me nomme Claude Gélinas et je suis le chef central à Gentilly-2.

J'aborderai avec vous les activités de stabilisation puis les priorités de la centrale en matière de sûreté, de santé et sécurité du personnel, de radioprotection et d'environnement.

L'échéancier sommaire des activités de stabilisation qui vous est présenté ici regroupe les principales activités du plan de stabilisation détaillé que nous avons déposé le 28 mars dernier à la CCSN.

Sur cet acétate, on voit les différentes activités: le déchargement du réacteur; la maintenance préventive des systèmes importants pour la sûreté; la préparation d'un plan de surveillance pour l'état de

stockage sûr, incluant une période de transition qui servira à passer les encadrements actuels aux encadrements spécifiques de la période d'état de stockage sûr; la préparation des travaux de mise en retrait des systèmes; le drainage des circuits contenant de l'eau lourde, soit le caloporteur et le modérateur; le drainage des grands volumes d'eau légère; la reconfiguration des services communs qui demeureront actifs lors de la période de stockage sûr et de la disposition des déchets.

Les activités de déchargement du réacteur sont débutées depuis la mi-janvier. Le rythme de déchargement est maintenu à environ quatre canaux par période de 12 heures. Aussi, nous prévoyons la fin des opérations de déchargement en juillet.

Actuellement, nous avons déchargé 200 canaux sur les 380 canaux de combustible du réacteur. Sur l'image que vous voyez, la couleur bleue montre les canaux déjà déchargés et la couleur rouge ceux qu'il reste à décharger.

La séquence de déchargement qui est définie par les physiciens de la centrale nous assure d'avoir un suivi continu de l'activité neutronique du combustible demeurant dans le réacteur.

La maintenance préventive demeurera une priorité tout au long du déchargement. Il est bien sûr

primordial pour nous de maintenir la fiabilité de tous les systèmes importants pour la sûreté, comme les systèmes d'arrêt d'urgence, les systèmes reliés au confinement, les systèmes de refroidissement du combustible. Ces activités occupent principalement les employés de maintenance.

La préparation du plan de surveillance pour l'état de stockage sûr nous occupe tout autant. Nous y travaillons activement.

D'abord, nous travaillons à la réalisation des projets de gestion du vieillissement afin de s'assurer que les structures, systèmes et composantes, demeureront sécuritaires tout au long de la période de stockage sûr.

Nous préparons également le système de gestion couvrant les activités qui seront réalisées après la période de stabilisation, et nous élaborons un plan de formation pour le personnel requis pour ces étapes.

Enfin, nous portons une attention soutenue à l'émission d'un programme de radioprotection qui nous assurera le maintien de la sécurité radiologique du site, des employés, du public et de l'environnement.

Immédiatement après l'annonce de la fermeture de la centrale, un groupe multidisciplinaire a été mis en place afin de définir les travaux à exécuter conformément aux différentes normes en vigueur afin de se rendre à l'état de stockage sûr.

La première étape consistait à évaluer pour chacun des systèmes de la centrale la pertinence que ce système soit maintenu en fonction à l'une ou l'autre des prochains états de la centrale.

Cette étape a été complétée en décembre et le résultat de ce travail a été déposé à la CCSN.

Nous terminons actuellement l'étape de l'élaboration des stratégies de mise en retrait des systèmes. Cette phase définit l'état final sécuritaire des systèmes qui seront arrêtés. Elle comprend également les modifications nécessaires au système qui demeureront en fonction.

Nous sommes à débiter l'écriture des procédures qui seront utilisées par les équipes d'exploitation et de maintenance lors de l'exécution des mises en retrait. Cette étape devrait se terminer cette année.

Les mises en retrait finales des systèmes débiteront cet été en commençant par le côté secondaire de la centrale, c'est-à-dire les équipements reliés au fonctionnement du turboalternateur.

Suivront en 2014 les rapports de mise en retrait. Ces rapports permettront de bien documenter l'état des systèmes pour les étapes de démantèlement qui auront lieu vers 2050.

Une des principales activités à venir dans les 12 prochains mois consiste à procéder au drainage et à entreposer de façon sécuritaire l'eau lourde contenue dans les systèmes du caloporteur et du modérateur.

Ces étapes demanderont toute notre attention. Les méthodes utilisées seront présentées à la CCSN afin de faire la démonstration de la rigueur employée pour assurer la sécurité radiologique de notre personnel lors des manœuvres et l'entreposage sécuritaire de l'eau lourde.

Certains systèmes doivent demeurer en service afin d'assurer le refroidissement du combustible dans la piscine de stockage. Je fais référence aux systèmes d'eau de refroidissement, d'air comprimé, d'électricité, ventilation et chauffage, et de protection incendie.

Pour ces systèmes, des modifications seront requises afin de les adapter à leur nouvelle mission. Ces modifications d'ingénierie seront exécutées conformément au processus en vigueur.

Au cours des deux prochaines années, le drainage et la mise en retrait des différents systèmes produiront inmanquablement des déchets conventionnels et radiologiques. Les déchets conventionnels seront traités selon un processus en vigueur à Hydro-Québec.

Pour ce qui est des déchets radiologiques, ils seront entreposés dans les installations de gestion des déchets radioactifs solides construits dans le cadre du projet de réfection. Au cours des années qui suivront, le combustible épuisé sera transféré vers le site d'entreposage à sec après son séjour planifié en piscine.

Certains systèmes contiennent de grands volumes d'eau légère: par exemple, le réservoir d'arrosage du bâtiment réacteur, les générateurs de vapeur, le système de refroidissement d'urgence du cœur et une partie du système d'eau de refroidissement.

Avant de procéder au drainage de ces systèmes, nous soumettrons à la CCSN les procédures de vidange et les mesures de mitigation requises, le cas échéant.

J'aimerais vous entretenir maintenant des priorités qui guideront les travaux des prochains mois.

D'abord et avant tout, la sûreté de la centrale. Pour cette étape de la vie de notre centrale, nous continuerons à utiliser et à respecter les encadrements qui étaient en vigueur en période d'exploitation.

Nous avons intensifié l'attitude interrogative et nous continuons d'intégrer les retours d'expérience à nos activités.

Nous continuerons également d'appliquer le programme d'actions correctives qui nous permet rapidement d'identifier nos faiblesses et d'y porter les solutions requises.

Nous continuons notre programme de formation pratique en performance humaine axé principalement sur les travaux radiologiques.

Le plan des mesures d'urgence et le programme de protection contre l'incendie sont maintenus. Ils ne seront revus qu'après une évaluation des risques présents à l'état de stockage sûr.

Nous mettons tout en œuvre pour assurer la santé et la sécurité de notre personnel. Pour ce faire, nous suivons rigoureusement un plan d'action où employés, gestionnaires et représentants syndicaux travaillent de concert pour réduire les risques d'accident.

Parmi les actions incluses à notre plan, nous retrouvons des rencontres mensuelles sur la sécurité, un programme d'observation et de coaching en chantier, des comités locaux qui identifient des pistes d'amélioration et mettent en place les actions nécessaires à leur réalisation.

Bien sûr, nous assurons une vigie, une intervention rapide de tout rapport pour correctif ou amélioration reliée à la sécurité.

Je l'ai dit plus tôt, la radioprotection demeure une priorité pour la centrale. Nous maintenons nos encadrements actuels jusqu'à la fin de la période de stabilisation. Des plans ALARA seront émis lorsque requis pour les travaux à risque particulier ou important. Ces plans seront transmis à la CCSN avant leur mise en œuvre.

À la suite des retours d'expérience de l'industrie et au changement d'état de la centrale, nous effectuons un suivi rigoureux des risques de contamination Alpha.

Pour la période de stockage sûr, un nouveau programme de radioprotection sera développé, incluant la révision du contrôle d'accès à toutes les zones radiologiques.

Cet acétate illustre la performance de Gentilly-2 comparativement à l'industrie canadienne ainsi qu'à nos confrères rattachés au centre WANO d'Atlanta.

Comme vous pouvez le constater sur ce graphique, depuis plusieurs années nous améliorons nos pratiques en radioprotection. Nous sommes d'ailleurs, depuis quelques années maintenant, systématiquement sous les moyennes des doses de l'industrie. Nous travaillons afin de maintenir cette bonne performance.

L'environnement figure également parmi nos priorités. La préoccupation environnementale est intégrée

à toutes les stratégies de mise en retrait.

Un comité de suivi du déclassement a été mis en place pour suivre nos activités. Il est formé des principaux intervenants gouvernementaux en environnement et de représentants de la CCSN.

Nous émettons à chaque semaine un compte rendu au Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, et à la CCSN pour le suivi de nos activités de stabilisation.

Je conclus donc la présentation en vous remerciant. Nous nous rendons maintenant disponibles pour vos questions.

LE PRÉSIDENT: Merci.

Avant de passer aux questions, le personnel de CCSN va faire une présentation. Alors, c'est Monsieur Rzentkowski, vous avez la parole.

13-M24

Oral presentation by

CNSC staff

Dr RZENTKOWSKI: Nous sommes prêts, monsieur le président.

Bonjour. Mon nom est Greg Rzentkowski. Je suis le directeur général de la Direction de la

réglementation des centrales nucléaires.

Je suis accompagné de madame Isabelle Gingras, agente principale du programme de réglementation, et de monsieur Benoit Poulet, directeur intérimaire du programme de réglementation des centrales de Point Lepreau et de Gentilly-2.

Il me fait plaisir de vous présenter un bref aperçu des activités du personnel de la CCSN liées à la phase de la fin de l'exploitation commerciale et du déclassement de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Notre présentation aujourd'hui décrit les activités de surveillance et de conformité effectuées par le personnel de la CCSN pour confirmer que toutes les activités d'Hydro-Québec prévues ou déjà en cours sont effectuées de façon sécuritaire selon les encadrements réglementaires et les permis accordés par la Commission.

Je cède maintenant la parole à monsieur Benoit Poulet qui complètera la présentation du personnel de la CCSN.

M. POULET: Merci, Docteur Rzentkowski. Monsieur le président, membres de la Commission, bonsoir.

Nous débutons avec un bref rappel de la chronologie des points principaux associés à l'arrêt de la centrale de Gentilly-2.

En avril 2011, la Commission a tenu des

audiences publiques à Bécancour afin de considérer la demande de renouvellement du permis d'exploitation de la centrale nucléaire de Gentilly-2. Dans le permis de cinq ans délivré en juillet 2011, la Commission a imposé la date du 31 décembre 2012 comme point d'arrêt.

En bref, Hydro-Québec devait arrêter la centrale avant la fin de l'année 2012 et informer la CCSN de ses intentions, soit de fermer la centrale ou d'en faire la réfection.

Hydro-Québec a évidemment opté pour la fermeture de la centrale de Gentilly-2 et a dûment informé la Commission de sa décision le 21 septembre 2012.

Un mois plus tard, soit le 19 octobre 2012, le personnel de la CCSN a reçu la première version du plan de fin d'exploitation d'Hydro-Québec. Le personnel de la CCSN a jugé que l'information contenue dans le plan était incomplète et a demandé à Hydro-Québec le 30 novembre 2012 de fournir les informations manquantes.

Une révision du plan de fin d'exploitation d'Hydro-Québec, accompagnée du plan directeur de stabilisation et suivie des fiches des mises en retrait des 176 systèmes de la centrale ont été reçus les 28 mars et 4 avril respectivement. Ces documents font présentement l'objet d'une revue par le personnel de la CCSN.

Hydro-Québec a mis la centrale à l'état d'arrêt sûr à la fin du mois de décembre 2012, selon les exigences du permis d'exploitation, et la campagne de retrait du combustible a débuté le 17 janvier 2013.

Le déchargement du réacteur et le transfert du combustible dans la piscine de stockage prévu à cet effet se poursuivent depuis cette date et devraient être complétés en juillet 2013.

Nous soulignons que la campagne de retrait du combustible originalement prévue pour accommoder la réfection de la centrale est également la première étape requise pour effectuer la transition à l'état de stockage sûr.

Il est également important de signaler que les préparatifs qui étaient en cours pour effectuer la surveillance des activités de réfection de Gentilly-2 étaient avancés et que l'annonce de la fermeture de la centrale a nécessité une revue et des ajustements aux activités de surveillance et de conformité effectuées par le personnel de la CCSN.

La CCSN a signé un protocole avec Hydro-Québec le 15 janvier 2013 et ce protocole fut révisé et mis à jour le 29 avril 2013. Je parlerai davantage du rôle de ce protocole plus tard dans la présentation.

Voici un bref aperçu des différentes phases

requis pour compléter le déclassement d'une centrale nucléaire.

La planification générale du déclassement est une activité qui est exigée dès le début de l'exploitation d'une centrale nucléaire. La période actuelle que traverse la centrale de Gentille-2 est une transition vers l'état de stockage sûr.

Les activités principales de cette phase consistent à retirer le combustible du réacteur et à l'entreposer dans une piscine de stockage prévue à cet effet, à vidanger et drainer les systèmes d'eau et à associer les conduites, à mettre hors service et préparer les systèmes qui ne sont pas requis pour l'état de stockage sûr et à modifier certains systèmes dans le but de les adapter aux conditions prévues lors de l'état de stockage sûr.

Cette transition vers l'état de stockage sûr est très complexe et ce doit d'être bien planifier et bien exécuté.

La révision 1 du plan final d'exploitation déposé par Hydro-Québec le 28 Mars 2013, tel que mentionné à la page précédente, fait toujours l'objet d'une revue par le personnel de la CCSN. Le personnel de la CCSN n'est donc pas présentement en position de confirmer si le plan rencontre les exigences de la CCSN.

Le personnel de la CCSN est très conscient de cette réalité et prend les mesures requises pour protéger la santé et la sécurité des personnes et l'environnement. Nous reviendrons à ces derniers points plus tard dans ma présentation.

Quelques points à souligner sur les autres phases, la présentation d'une demande de permis de déclassement serait précédée d'un processus d'évaluation environnemental. Enfin, la restauration du site de Gentilly-2 compléterait les activités règlementées par la CCSN.

Voici un échéancier préliminaire des activités de déclassement de Gentilly-2. On y voit les principales activités règlementaires anticipées.

Le personnel de la CCSN considère que l'échéancier général est adéquat et réalisable. Il est clair que nous sommes au tout début du processus qui mènera au déclassement et à la restauration du site présentement occupé par Gentilly-2.

Toutes les activités liées au déclassement de Gentilly-2 sont strictement encadrées par la CCSN, requièrent une planification détaillée à toutes les étapes et du temps de revue pour le personnel de la CCSN.

La tenue des activités de déclassement est assurée par des garanties financières déjà en place et qui

sont revues périodiquement pour assurer que les montants garantis sont suffisants.

Le permis présentement en vigueur permet la mise en état de stockage sûr de la centrale.

En effet, Gentilly-2 n'est pas la seule centrale au Canada qui sera en état de stockage sûr. Les centrales de Douglas Point, Gentilly-1 et les tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering sont déjà en état de stockage sûr, c'est-à-dire en dormance.

Notons finalement que c'est le titulaire de permis qui établit les phases des activités de déclassement en conformité avec la loi, les règlements et les conditions du permis.

Le programme d'inspection et de conformité de la CCSN se poursuit de façon quotidienne. Certains ajustements du programme ont été réalisés pour mieux marier les activités de surveillance et de conformité au contexte opérationnel d'une centrale en transition vers l'état de stockage sûr.

Les inspecteurs et les spécialistes de la CCSN continuent les vérifications requises pour confirmer que les activités d'Hydro-Québec sont conformes aux exigences réglementaires.

La revue de la révision 1 du plan final d'exploitation d'Hydro-Québec est présentement en cours et

les résultats de cette revue seront disponibles d'ici peu.

Le plan directeur de stabilisation d'Hydro-Québec est présentement en développement. Hydro-Québec a déposé la plus récente version de ce plan avec le personnel de CCCSN.

Le personnel de CCSN est d'avis que ce plan devrait faciliter la planification des activités de conformité du personnel de la CCSN qui seront effectuées lors des manœuvres prévues dans les prochains mois.

Une revue des avis d'action en vigueur a été complétée afin d'identifier les avis d'actions qui devraient être fermés, mis en suspend ou gardés ouverts.

Un groupe de travail formé de personnel de la CCSN et d'Hydro-Québec étudie le présent permis d'exploitation afin de s'assurer que les activités de stabilisation se font sous un encadrement règlementaire clair et bien fondé.

Le protocole entre la CCSN et Hydro-Québec est une entente de nature administrative qui balise ou jalonne les grandes étapes à venir.

Le protocole couvre la période du 31 décembre 2012 jusqu'à la -- jusqu'à la mise en état de stockage sûr prévu pour la fin de 2014, alors que le combustible irradié sera dans la piscine de stockage prévu à cet effet.

Le protocole définit les responsabilités de chacune des parties et décrit également les étapes principales menant à la délivrance d'un nouveau permis en 2016, dont l'audience publique de la Commission.

Un comité de liaison est établi depuis décembre 2012. Ce comité, formé de personnel technique et de gestion d'Hydro-Québec et de la CCSN, se rencontre deux fois par mois pour traiter de questions techniques, de l'application du permis et de la -- et de la réglementation dans le contexte opérationnel d'une centrale en transition vers l'état de stockage sûr ainsi que des questions organisationnelles et pratiques qui ont un impact sur les -- les activités prévues ou déjà en cours.

La CCSN et son personnel veillent à ce que toutes les mesures nécessaires soient prises pour protéger la santé et la sécurité des personnes, ainsi que l'environnement lors de la présente transition vers l'état de stockage sûr et du déclassement de Gentilly-2.

Ceci complète la présentation du personnel de la Commission. Merci de votre attention.

Le personnel de CCSN est disponible pour répondre à vos questions. Merci.

LE PRÉSIDENT: Merci beaucoup.

Alors, passons maintenant aux questions des

Commissaires en commençant -- en commençant par Monsieur Tolgyesi.

MEMBRE TOLGYESI: Merci, monsieur le président.

La première chose, dans la présentation d'Hydro-Québec, à la page 13 qui présente l'échéancier, il y a aucun échéancier à long terme qui couvre les travaux jusqu'à démantèlement. Il y en a seulement pour deux ans.

Est-ce que vous avez un plan directeur disponible où il est en état d'élaboration?

M. DÉSILETS: Mario Désilets pour le verbatim.

On a travaillé très fort pour déterminer les activités et la planification pour se rendre à l'état de stockage sûr. Dans ces -- dans cette -- dans ces activités-là, il y en a une qui est de développer le plan pour 2015 à 2050 dans les grandes lignes -- on n'ira pas dans les détails -- dans les grandes lignes, pour permettre à ceux qui vont être là à ce moment-là d'avoir au moins la grande vision des activités à faire.

MEMBRE TOLGYESI: Donc, vous allez prendre votre retraite-là?

M. DÉSILETS: Si vous parlez pour moi?

J'imagine qu'en 2050. oui, j'vais être dans ma retraite.

MEMBRE TOLGYESI: Est-ce que -- ma question -- deuxième question est pour le staff.

Est-ce que c'est habituel de développer un plan directeur de fermeture qu'une fois fermé?

M. POULET: Le plan final d'exploitation montre les grandes lignes des activités à faire.

Le plan directeur de stabilisation couvre les activités de façon plus détaillée avec des -- des échéanciers plus précis. On parle de systèmes, on parle de composantes, on parle de manœuvres qui sont beaucoup plus précises et ça nous permet à nous de suivre les activités d'Hydro-Québec de façon beaucoup plus près.

MEMBRE TOLGYESI: Est-ce que -- dans la page 4 de la présentation du staff de la Commission, il y a un plan d'exploitation de surveillance règlementaire type d'informatif qui couvre la période de 2010 jusqu'à 2061.

Est-ce que c'est une perception de staff ou est-ce que vous êtes d'accord avec ce plan de -- cet échéancier?

M. POULET: Les activités de surveillance et de conformité effectuées par le personnel, soit nos inspecteurs en site ou nos spécialistes, sont planifiées de façon annuelle.

Maintenant, il est évident en regardant les

plans proposés ou en élaboration qu'il y aura sans doute des changements à ces activités-là.

Donc, est-ce que nous avons des activités qu'ils vont planifier présentement dans notre direction pour les -- couvrir les années suite à l'état de stockage sûr? Pas encore.

Mais je devrais souligner que les -- ces activités ne sont pas des activités qui sont rares. Nous avons déjà des centrales qui sont dans ce -- dans cet état et que il y a des activités périodiques qu'on pourrait adopter à Gentilly-2.

MEMBRE TOLGYESI: Cette question s'adressait à Hydro-Québec.

M. POULET: Oh, je m'excuse.

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Le plan qui a été présenté par la Commission, oui, on est -- on est en accord avec.

Et je vais prendre -- si vous le permettez, je vais revenir sur une question que vous avez posée tantôt. On n'a pas fait un plan après la fermeture.

Dans nos activités, quand on fait nos demandes de renouvellement de permis, on doit déposer un plan de déclassement préliminaire qui déjà nous donne une planification des activités qu'on a à faire pour un

déclassement.

Alors, on est parti de ce plan de déclassement préliminaire là pour détailler nos activités -- les activités de façon, je dirais, un peu plus micro.

MEMBRE TOLGYESI: Est-ce que -- vous savez, il y a quelques semaines, ou même je pense deux, trois mois, y avait les articles qui ont parus dans certains médias au sujet de restauration accélérée où on parlait que, bien une centrale, ça peut se fermer sur une période de deux, trois ans ou peut-être 10 au maximum. Il y a certains avantages, certains désavantages.

Quelle -- est-ce que vous avez regardé cette option-là et quelle est votre position à ce sujet?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Hydro-Québec a pas l'intention d'étirer indûment la phase de déclassement. Le plan de déclassement préliminaire qu'Hydro-Québec avait retenu et avait fait préparer, c'était un plan qui prévoit une dormance de longue période.

Maintenant, afin de pouvoir, je dirais, mieux comprendre les déclassements accélérés, Hydro-Québec a demandé à la compagnie qui a préparé son plan de déclassement préliminaire de lui produire un plan de déclassement rapide. Et on devrait avoir l'étude en début

2015 -- pardonnez-moi, en début 2014.

MEMBRE TOLGYESI: C'est quoi les principaux avantages ou désavantages d'un déclassement rapide?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Je qualifierai pas d'avantages et de désavantages parce qu'on n'a pas une étude en main pour bien l'apprécier, mais un déclassement rapide, en gros, ça demande de stocker les déchets sur place.

On appelle ça déclassement rapide, mais il faut bien prendre en considération que ça débutera pas avant une quinzaine d'années par rapport à où ce qu'on va être à la fin 2014. Il faut toujours faire notre transfert de combustible dans les CANSTOR, l'entreposage à sec, avant de pouvoir débiter ça.

Un autre aspect, une autre considération qu'il faut regarder c'est on va devoir -- si on le regarde sur ce plan-là, il faut mobiliser deux fois. On doit faire une mobilisation des ressources pour faire le démantèlement. Et au bout de la période de 50 ans, quand on peut avoir accès à l'aire de disposition du combustible usé, bien y faut remobiliser pour être en mesure de faire ce transfert-là puis de remettre le site, je dirais, sur le gazon, si je peux m'exprimer ainsi.

Et l'autre facteur qu'on peut dire

aujourd'hui, c'est le fait nous qu'on attend une période de 40 ans, ça permet une décroissance des produits radioactifs à l'intérieur de la centrale qui amène les champs de rayonnement à un niveau tel que les doses pour les travailleurs sont plus minimes.

Si on veut faire ça plus rapidement, bien y faut effectuer une décontamination qui demande un investissement probablement supplémentaire au plan actuel.

LE PRÉSIDENT: Alors, qui va étudier cette option et déposer ce rapport dans quelques années?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

C'est la même compagnie qui a fait le plan de déclassement préliminaire pour un déclassement avec une période de dormance de 40 ans. Cette compagnie-là a déjà produit des plans de déclassement rapide pour des centrales américaines.

LE PRÉSIDENT: C'est quoi le nom pour cette compagnie?

M. DÉSILETS: TLG. Excusez-moi, pardonnez-moi. La compagnie TLG.

LE PRÉSIDENT: Merci.

Monsieur Tolgyesi?

MEMBRE TOLGYESI: Est-ce que le staff a une opinion sur ce déclassement rapide ou l'expérience

quelconque?

M. JAMMAL: Mais on peut commencer. C'est Ramzi Jammal, pour le verbatim.

L'opinion qu'on va mettre sur place, c'est maintenant les modifications qui seraient effectuées. Ça veut dire que selon le plan d'Hydro-Québec, ils vont nous présenter ce serait quoi le plan, les mesures de radioprotection, les mesures de gestion de déchets. Alors, on va prendre tout ça en considération dès qu'on va avoir le rapport.

Est-ce qu'il y a des modifications? La réponse rapide ou bien courte c'est oui. Et puis la modification, c'est pour mettre sur place -- pour s'assurer la surveillance réglementaire en cas de déclassement et démantèlement, ce qui est très important ici.

Alors on a -- je veux préciser que l'échéancier présenté dans l'acétate ou la diapo présentée par le personnel pour le plan de déclassement, c'est plutôt hypothétique. Ça veut dire que c'est pas un plan réglementaire. Alors, c'est toujours Hydro-Québec qui a la responsabilité à nous présenter le plan de déclassement, détaillé, et selon la période qu'ils ont déterminée.

Et c'est nous qui va évaluer maintenant

l'exigence réglementaire et les besoins de vérification au niveau de radioprotection, pour s'assurer la production de l'environnement et, à long terme, la gestion des déchets.

MEMBRE TOLGYESI: Ma dernière. Est-ce que -- quelle est la synchronisation de démantèlement de Gentilly-2 avec celle de Gentilly-1?

M. POULET: Ce lien ne relève pas du personnel de la CCSN, comme vous le savez. Le personnel de la CCSN estime cependant que cela serait possible en autant que les bonnes mesures soient prises ou mises en vigueur.

Il y a, comme vous le savez, deux titulaires de permis différents qui auraient -- ce qui est pour avoir un impact sur l'émission d'un permis de déclassement pour les deux centrales, un permis combiné.

MEMBRE TOLGYESI: Hydro-Québec, avez-vous quelque chose à ajouter?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

On n'a pas eu de discussions avec l'ÉACL à ce sujet-là. Il y a des avantages et des inconvénients à le faire ensemble. Il y a des avantages et des inconvénients aussi à le faire chacun de notre côté. Ça pas été regardé pour l'instant avec eux autres.

LE PRÉSIDENT: O.k. Merci.

Docteur Barriault?

MEMBRE BARRIAULT: Merci, monsieur le président.

La plupart des questions ont été demandées, sauf que j'aimerais dire, probablement qu'on va vous manquer dans tout ça, vous rencontrer.

Juste une courte question, courte réponse. Combien longtemps avant d'avoir la centrale dormante, avant qu'il va falloir commencer à démantibuler?

Puis je sais qu'il y a deux options, sauf l'option minime, si tu veux, qu'on peut la garder dormante puis faire une réfection dans le futur si on veut, ou quelque chose comme ça.

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Je suis pas certain de tout comprendre la question.

MEMBRE BARRIAULT: La centrale va être dormante pour combien longtemps?

M. DÉSILETS: O.k. Pour une période à peu près de 40 ans.

MEMBRE BARRIAULT: Puis si vous allez au déclassement rapide, comment longtemps?

M. DÉSILETS: On estime mais on n'a pas l'étude là, mais on estime une quinzaine d'années.

MEMBRE BARRIAULT: Alors, il y a 15 ans que si vous décidez que vous voudrez la réparer, faire une réfection, est-ce que c'est possible?

M. DÉSILETS: Je ne crois pas.

MEMBRE BARRIAULT: O.k. C'est tout.

Merci.

Merci, monsieur le président.

LE PRÉSIDENT: Mais l'avantage de faire un déclassement rapide, c'est parce que vous allez avoir les gens qui sont là. C'est la main-d'œuvre qu'ils sont disponibles.

Alors, est-ce que -- c'est un débat global. Je viens de discuter ça avec les autres pays. Alors, ce sera très utile d'avoir une étude précise.

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Je vais apporter peut-être juste une petite précision à votre commentaire, Monsieur Binder. Le travail de démantèlement est essentiellement un travail de construction. Alors, c'est pas -- les employés d'Hydro-Québec ne peuvent pas faire ce travail de démantèlement là.

Maintenant, y a du support à donner aux équipes de construction et on pense que Hydro-Québec va être en mesure de fournir le support aux équipes qui vont

être appelées à démanteler au moment voulu.

Et c'est pour ça, c'est une des raisons que quand tu gardes une période longue de dormance, les problèmes rattachés spécifiques au nucléaire sont de beaucoup diminués que si on le fait d'une façon plus rapide.

LE PRÉSIDENT: Mais si c'est vrai, l'avantage de laisser tous les gens de partir?

Parce que c'est notre équipe qui va démanteler l'édifice; n'est-ce pas?

M. DÉSILETS: Les corps de métier qui vont faire le démantèlement, c'est des employés de construction. Ce sera pas des employés d'Hydro-Québec. Ça va être des employés de construction sous la gouverne d'Hydro-Québec Équipement, probablement, si Équipement est encore une division d'Hydro-Québec à ce moment-là.

LE PRÉSIDENT: Dr. Barriault.

MEMBRE BARRIAULT: C'est tout, monsieur le président. Merci.

LE PRÉSIDENT: Merci.

Monsieur Harvey.

MEMBRE HARVEY: Merci, monsieur le président.

Après avoir écouté votre présentation, j'ai un sentiment, une impression, en tout cas c'est personnel,

qu'il y a un empressement de la part d'Hydro-Québec d'en découdre avec ce dossier-là puis de l'oublier.

Je regarde ça, vous nous avez présenté -- vous avez des esquisses, des intentions, la planification dans ce que vous nous présentez, c'est pas détaillé, c'est très, très fragmentaire.

Puis c'est reflété par le -- vous avez un protocole en révision, un plan de fin d'exploitation en révision, un plan directeur de stabilisation en révision.

Tout est en révision pendant que vous avez déjà commencé à sortir le combustible du réacteur. Puis vous nous présentez des intentions qui sont, de fait, des obligations parce que c'est exactement des obligations de faire ces choses-là.

Si je regarde ce que la -- le personnel nous présente puis ce que vous avez présenté, vous avez une nouvelle organisation qui est un peu déconcertante parce qu'on est parti avec une organisation d'une centrale qui était un bâtiment assez solide et là on arrive avec des genres d'organigrammes, c'est comme un arbre de Noël avec des boules.

C'est un peu -- en tout cas, moi ça me distrait un peu.

Je sais plus trop trop qui s'occupe de quoi, qui fait quoi, quels sont les spécialistes qui sont

là parce que vous parlez déjà de transfert de connaissances, de formation.

Mais où sont allés tous vos spécialistes? Où sont allés tous ceux qui opéraient la centrale et qui, à mon avis, doivent être là jusqu'à un certain moment pour pas que ça flanche?

Je me demande qu'avez-vous conservé puis qu'avez-vous rejeté dans tout ce monde-là?

Vous nous dites il y en a déjà de partis. Parce que je comprends que certains doivent vouloir partir. Et j'aurais aimé voir un certain cheminement critique assez organisé mais ce que vous présentez à l'annexe 13 est très, très -- d'ailleurs, vous le dites, c'est un échéancier préliminaire sommaire.

Et je sais pas l'attachement là qu'il y a avec la CCSN. Oui, il y a un comité, il y a -- puis les protocoles sont en signature, sont pas signés, sont ...

Ça fait que tout ça là, moi, ça me crée une sorte -- une certaine inquiétude. J'ai peut-être tort puis j'aimerais que vous me -- essayez de me convaincre du contraire.

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Juste avant de passer la parole à Mme Pelletier, dans l'équipe -- je vais vous résumer, grosso

modo, la composition de l'arbre de Noël que vous avez vu.

Dans l'équipe d'exécution, principalement, c'est les équipes d'exploitation et de maintenance qui existaient avant. Ça l'a pas changé, on a essentiellement le même personnel.

Dans l'équipe de préparation, c'est essentiellement composé des gens qui occupaient le service technique, des gens qui s'occupaient de la préparation des travaux et des gens qui s'occupaient de la planification.

Et le bureau de direction, c'est les équipes support en santé, sécurité, en environnement, en communications, en assurance-qualité.

Alors, c'est juste qu'on a regroupé ça d'une façon différente.

Et, évidemment, compte tenu que c'est pas un arrêt standard, c'est un arrêt de fermeture, il y a eu dans les équipes support une rationalisation des effectifs. Mais, en gros, on a tout le personnel qualifié requis pour faire les étapes qu'on est en train de faire là.

Là-dessus, je vais laisser la parole à Mme Pelletier.

MME PELLETIER: Louise Pelletier, pour le verbatim.

Mon intention, puis elle est tout-à-fait

ferme, c'est de vous rassurer.

Aux fins de la présentation d'aujourd'hui, le produit du travail qu'on avait à vous présenter, nous devions le faire d'une façon sommaire parce que le temps est un élément qui compte dans l'exercice et on pouvait pas vous donner tout le détail qui est caché en arrière de toutes les activités.

À la fin décembre, au terme même du permis qui nous liait avec la Commission de contrôle, on avait à prendre à une décision et à procéder -- dans les circonstances reliées à l'annonce de la fermeture, on avait à procéder à l'arrêt de la centrale et mettre en place la préparation qui a duré tout l'automne pour le faire de bonne façon, le faire d'une façon sécuritaire et identifier vraiment l'ensemble des activités majeures à mettre en place et à maintenir.

On a encore près de 500 personnes dans la centrale. C'était les mêmes que nous avions au départ. Peut-être 100/130 personnes se sont relocalisées parce que nous les avons rendues disponibles à être relocalisées.

Mais nous l'avons fait sérieusement en connaissance de cause par rapport aux activités que nous retenions de faire dans les deux prochaines années, entre autres, parce que la planification des activités de 2013-2014, en ce qui nous concerne, elle est très détaillée et

nous savons exactement ce que nous avons à faire avec chaque équipe, avec chaque personne dans les mois qui viennent.

Maintenant, on a jamais été dans la précipitation -- je ne l'ai jamais ressentie dans la précipitation de nous dépêcher à nous préparer pour fermer la centrale.

Il y a des temps pour faire des travaux, il y a des temps pour les préparer, pour les suivre lors de l'exécution et d'en répondre à la Commission de contrôle.

Si, comme moi, vous avez entendu tout à l'heure la Commission de contrôle s'exprimer et dire que chaque étape de travail ou d'activité est suivie par la Commission de la même façon que lorsque nous étions en opérations, je vous confirme que c'est vrai. Les gens sont présents en centrale de la Commission et, à tous les jours, on peut nous faire des observations et on doit répondre à leurs questions.

Donc, cette perception là qui peut être animée par une perception de précipitation, une précipitation peut-être -- une perception plutôt de bâcler les choses, c'est pas ça du tout qu'on vit en centrale. C'est plus sérieux que ça.

Nous avons les personnes pour faire le travail. On nous a donné les budgets pour faire le

travail. On nous a permis aussi une vision d'au moins deux ans pour nous préparer, nous organiser et mettre en phase le travail puis l'organisation.

Les gens qui sont responsables de l'arbre de Noël que vous avez mentionné tantôt, c'est une forme de présentation. C'est, entre autres, les mêmes gens qui sont ici devant vous aujourd'hui mais c'est aussi ceux qui étaient avec nous depuis plusieurs années. C'est des gens qui cumulent souvent 20 à 25 et 30 ans de service. On a des personnes plus jeunes mais qui ont eu la chance de faire des expériences avec les plus expérimentés.

Donc, ça, jamais Hydro-Québec n'aurait accepté de faire des compromis ou ne nous aurait imposé de faire des compromis de cet ordre.

MEMBRE HARVEY: J'étais pas allé jusqu'à suggérer que vous bâcliez les choses, là, c'est que quand je vois qu'il y a des documents qui sont pas encore -- qui sont encore en discussion puis qui doivent contrôler ce que vous faites, je suis un peu mal à l'aise avec ça en disant: Mais où en êtes-vous? Je le sais pas où vous en êtes dans ça.

Je vais aller à vous après. C'est un peu ce sentiment-là de dire, par exemple, votre organisation -- là, j'en sais un peu plus. Je m'en doutais un peu mais, écoutez, vous êtes devant nous depuis plusieurs

années.

Mais est-ce que ça, par exemple, a déjà été accepté puis confirmé parce que, en pratique, dans la vie des centrales, l'organisation, on en tient compte puis on la surveille.

Fait que c'est des choses comme ça. Je vais demander au personnel.

M. POULET: Merci pour la question.

La réponse est un peu longue, donc, je vais passer au point.

MEMBRE HARVEY: La question a été assez longue.

(LAUGHTER/RIRES)

M. POULET: Présentement, aujourd'hui, la centrale de Gentilly-2 est dans l'état d'arrêt garantie.

C'est un état qui est très bien compris de notre personnel, on a vu ça à plusieurs reprises dans toutes les centrales canadiennes.

Nous sommes de cette configuration-là.

Avec la décision de mettre la centrale en arrêt permanent et procéder à l'état de stockage sûr, comme je l'ai mentionné dans ma présentation, le personnel de la CCSN a changé ses -- le focus ou si vous voulez le point de mire, a mis l'emphase sur les activités qui sont en cours ou prévues. Les enjeux de sûreté sont très bien

connus.

Je vais vous donner quelques exemples. Ils sont en plein déchargement. Ils sont rendus passé moitié-chemin. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de conformité durant la période du 14 janvier au 3 mai 2013. On visait spécifiquement toutes les activités liées à la manutention du combustible, du réacteur à la piscine.

Le rapport d'inspection confirme qu'Hydro-Québec rencontre toutes les exigences réglementaires. Donc, c'est confirmé. L'activité principale présentement rencontre les exigences réglementaires.

Vous avez mentionné le changement à la structure organisationnelle d'Hydro-Québec. Nous avons déjà prévu de faire une inspection pour confirmer que la nouvelle structure est conforme aux normes stipulées dans le permis d'exploitation.

Nous avons reçu l'information. Nous regardons l'information et nous allons faire une inspection pour confirmer que tout est en ordre.

Quant aux activités associées avec la manutention du combustible irradié, nous avons fait des -- nous prenons les mesures requises pour confirmer que les protections radiologiques qui sont spécifiques à la MC et à la contamination Alpha sont bien appliquées.

Donc, on a eu plusieurs rencontres avec les

gens d'Hydro-Québec, avec leurs spécialistes et nos spécialistes, et essentiellement on s'assure que leur programme est en place et qu'il fonctionne bien. Encore une fois, on travaille ensemble là-dessus et, jusqu'à présent, ça va dans la bonne direction.

Nous prévoyons une inspection détaillée de la piscine de stockage du combustible irradié et des systèmes connexes cet été. Nous allons inspecter la piscine d'en haut jusqu'en bas pour s'assurer que tout est en ordre parce que c'est là qu'est l'enjeu de sûreté une fois que le combustible est transféré dans la piscine. Et puis, suite à ça, ---

MEMBRE HARVEY: Je vous arrête juste là. Comment vous faites ça pour inspecter de haut jusqu'en bas-là, la piscine?

M. JAMMAL: Monsieur Harvey, vous avez demandé la question concernant les révisions. Je vous ---

MEMBRE HARVEY: Oui, j'étais pour y venir.

M. JAMMAL: O.k. Les révisions sont effectuées au fur et à mesure qu'ils font les progrès. Nous n'avions pas eu l'opportunité ou bien -- la décision d'arrêter la centrale c'était une décision immédiate qui a été prise par Hydro-Québec. Alors, on travaille sur deux choses là.

Les opérations qu'ils sont en train

d'effectuer actuellement sont déjà des opérations -- sont des activités opérationnelles qui étaient déjà approuvées par la Commission qui sont liées à la réfection.

Ça veut dire que le déchargement du combustibles, ça c'est des activités qu'ils font tout le temps.

Alors, quand on parle de révisions, ce sont des révisions au fur et à mesure qu'ils développent les plans détaillés au-delà de la base actuelle qu'ils l'ont effectuée.

Ça veut dire que maintenant quand ils vont traverser ou bien passent d'une phase à l'autre, on commence à planifier dès maintenant pour la prochaine étape. C'est là où on parle de révisions et ils n'ont n'a pas le choix. On doit réviser ce plan d'une façon, entre guillemets, "perpétuelle" ou bien des itérations pour qu'on puisse mettre sur place la surveillance réglementaire.

Alors, la décision a été une décision d'arrêter immédiate. Nous n'avions pas eu la chance d'avoir un plan sur place avant que la décision ait été prise.

Et puis on est en train de réviser le protocole et mettre sur place -- on connaît c'est quoi les exigences réglementaires. On continue à les surveiller

d'une façon incroyable mais il y a des modifications qu'ils doivent mettre sur place et élaborer les plans en détail de plus.

Alors, c'est -- on peut nommer et puis lister toutes les activités réglementaires mais ta question est pourquoi assez de révisions. C'est pourquoi? Parce que chaque étape va prendre une considération d'Hydro-Québec et notre considération au niveau réglementaire.

MEMBRE HARVEY: Ma question était comment vous faites ça pour inspecter la piscine de haut en bas? Vous plongez pas?

M. POULET: C'est sûr qu'il y a -- lorsqu'une piscine est pleine de combustible irradié, c'est un système opérationnel comme il est présentement aujourd'hui.

Donc, toutes les procédures d'entretien et de rappel, toute l'instrumentation, toute la vérification des conduites ou des systèmes connexes à la piscine, des procédures de manutention du combustible, tout ça existe déjà. Donc -- et c'est déjà -- ça déjà été revu.

Donc, nous assurons que le tout suit -- continue de suivre les mesures qui sont en place et que nous avons acceptées. C'est ce qui consisterait une inspection de piscine.

MEMBRE HARVEY: Le point qui me chicotait un peu c'est que vous avez mentionné dans votre présentation que vous aviez reçu une lettre d'Hydro-Québec, si je me souviens bien, le 12 septembre. Il faudrait que je retrouve là disant qu'il fermait la centrale, qu'il abandonnait -- il me semble que c'est le 12 septembre.

M. FAILLE: Le 21 septembre.

MEMBRE HARVEY: Le 21 septembre. Mais Madame Pelletier, dans sa présentation, a dit que le document qui conduisait à ça avait été rendu public au mois d'octobre, le 3 octobre.

Est-ce que -- j'essayais de relier les deux choses-là mais je me disais la lettre est partie avant.

Non, c'est pas ça?

Mme PELLETIER: Non. Louise Pelletier, pour le verbatim.

MEMBRE HARVEY: Ça m'a amené à penser que vous étiez pressé aussi.

Mme PELLETIER: On n'aurait pas fait ça comme ça, non. La décision confirmée du gouvernement est arrivée le 20 septembre. Nous, dans les circonstances, puis je crois que c'est réglementaire ou quasi-réglementaire, on doit aviser tout de suite la Commission de contrôle et c'est la lettre qui est partie le 21

septembre.

Le Gouvernement du Québec a demandé à Hydro-Québec un rapport sur la situation de la centrale et du projet de réfection que nous avons préparé jusque là, et ce rapport-là a été remis au gouvernement le 3 octobre.

Il y a vraiment des transactions intérieures à Hydro-Québec par rapport à nos activités de base, que ce soit en projet ou en opération, mais il y a aussi les demandes du gouvernement qui sont venues dans les heures qui ont suivi l'annonce. Donc, c'est la séquence.

MEMBRE HARVEY: (Hors micro) parce que le rapport arrive après la décision. C'est ça que j'ai de la difficulté à comprendre, puis vous ---

Mme PELLETIER: O.k.

MEMBRE HARVEY: Vous me répétez ---

Mme PELLETIER: Louise Pelletier, pour le verbatim.

Moi, je peux pas vous parler de la politique et du cheminement du dossier -- et de cheminement de la décision comme telle. Je ne peux que vous raconter ce que nous avons fait à Hydro-Québec à la demande du gouvernement et ce rapport-là nous l'avons produit le 3 octobre.

LE PRÉSIDENT: Docteure McDill?

MEMBRE MCDILL: Pas de question. Bonne chance.

THE CHAIRMAN: Ms. Velshi.

MEMBER VELSHI: I'm sorry for asking the question in English, and I may have lost this in translation; so forgive me for that.

But there's a term used by both Hydro-Québec and staff called "stabilization plan" and "stabilization work".

Just so that I understand, is that work that's done to get to the safe storage state?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Je vais demander à M. Gélinas de vous expliquer la phase de stabilisation.

M. GÉLINAS: Claude Gélinas, pour le verbatim.

Partir d'une centrale qui était en fonctionnement et qu'on a mis à l'état d'arrêt garanti, et pour se rendre à l'état qu'on appelle "stockage sûr", donc on peut laisser le combustible dans la piscine et les autres systèmes dans un état tel qu'ils peuvent demeurer dans cet état-là, on a la phase de stabilisation. C'est-à-dire, par exemple, de retirer toute l'eau qui est dans les systèmes qui ne fonctionneront plus et d'en disposer

correctement à l'environnement, si c'est le cas, et de s'assurer qu'on n'amène pas de tort à l'environnement.

Les systèmes qui ont des huiles, la même chose; d'en disposer, de débarrasser les systèmes de l'huile et d'en disposer.

Donc, toute cette période-là c'est la phase qu'on dit de "stabilisation". Et quand on arrive à la phase "stockage sûr", bien tout est en état pour demeurer là un certain temps sans que personne n'ait à toucher aux points qui sont arrêtés.

MEMBER VELSHI: Thank you.

Do you need to build -- do you need to build any new facilities during the stabilization phase?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

On n'a pas de -- on n'a pas de nouvelle construction de prévue pour la phase de stabilisation.

MEMBER VELSHI: Sorry, the translation was when I didn't have this on.

So you said no new facilities?

MR. DÉSILETS: No, we don't need any facilities that we have to build for this site.

MEMBER VELSHI: So where would you put your heavy water in then?

M. DÉSILETS: Mario Désilets. pour le

verbatim.

Actuellement, dans la centrale, on possède des réservoirs de stockage et on va utiliser les réservoirs qui sont à notre disposition pour entreposer l'eau lourde de façon sécuritaire.

MEMBER VELSHI: Thank you.

LE PRÉSIDENT: Mais avec un déclassement rapide, est-ce que c'est -- on a besoin d'édifices pour les déchets?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Si jamais on aurait besoin de -- pardonnez-moi, si jamais on irait vers un déclassement rapide, effectivement, il faudrait évaluer l'espace qu'on aurait -- qui serait requise pour faire l'entreposage des déchets qu'on ne peut pas disposer à l'extérieur du site là.

Effectivement, il y aurait probablement de la construction à faire pour l'entreposage sur place.

LE PRÉSIDENT: Merci.

Dr. McEwan.

MEMBER MCEWAN: Again, I apologize for the English.

So the long-term storage of the heavy water, what protocols are in place for pre-testing and ongoing monitoring to ensure the integrity of those long-

term storage tanks?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Je vais demander à Monsieur Gélinas de répondre à votre question.

M. GÉLINAS: Pour le stockage à long terme de l'eau lourde, on est encore à la phase de préparation. Ce qui était prévu pour la réfection, c'était bien entendu du stockage temporaire, le temps de la réfection -- donc, deux et trois ans -- si on parle d'une période de 40 à 50 ans.

Donc, on doit revoir ces aspects-là. Certaines des solutions qui étaient pensées pour la réfection de la centrale ne sont pas correctes pour un stockage à long terme.

Bien entendu, les réservoirs vont devoir avoir une certaine qualification pour résister au temps et la qualité des réservoirs, vu qu'on va stocker de l'eau lourde, doivent avoir une certaine -- une norme, là, qui s'applique pour s'assurer qu'elle soit correcte.

Et, bien entendu, il devrait avoir une méthode de surveillance parce que cette eau lourde-là est tritiée et c'est un risque. Donc, il va falloir continuer d'avoir une surveillance en cas de fuite de ces réservoirs là.

MEMBRE MCEWAN: Merci.

LE PRÉSIDENT: Monsieur Harvey?

MEMBRE HARVEY: Juste une question: Quelle va être la suite des choses?

Est-ce qu'on va avoir le plaisir de vous revoir devant nous?

Est-ce qu'il y a des choses de prévues?

Je m'adresse un peu au staff pour voir -- au personnel pour la suite des choses.

Est-ce que vous allez nous faire rapport à la Commission, j'imagine, de ce qui se passe, mais est-ce qu'il y a -- par exemple, Hydro-Québec va devoir revenir devant la Commission?

M. JAMMAL: C'est Ramzi Jammal, pour le verbatim.

Oui, ils vont revenir auprès de la Commission plusieurs fois. On a des rapports annuels. Ils sont toujours détenteurs de permis, alors, les rapports annuels de la Commission vont vous mettre à jour concernant le progrès sur n'importe quel permis.

Et, au minimum, vous allez les revoir une fois par année. Au fur et à mesure qu'il y a du progrès, potentiellement on va vous mettre à jour deux fois par année. Mais, au minimum, une fois par année.

MEMBRE HARVEY: On va les garder jusqu'à

leur retraite.

(LAUGHTER/RIRES)

M. JAMMAL: C'est pas à moi à décider.

LE PRÉSIDENT: Monsieur Tolgyesi?

MEMBRE TOLGYESI: J'ai deux petites
rapides.

LE PRÉSIDENT: Deux petites rapides?

(LAUGHTER/RIRES)

MEMBRE TOLGYESI: Mme Pelletier, vous avez
parlé du rapport du 3 octobre. C'est quel rapport, ça?

MME PELLETIER: Louise Pelletier, pour le
verbatim.

C'était un rapport qui était demandé par le
gouvernement du Québec pour faire état de la rentabilité
du projet de réfection. La question que nous devons
répondre au gouvernement, c'était: Est-ce que le projet
de réfection est un projet rentable, rendu à cette étape-
ci, ou s'il n'est pas rentable?

Et les conclusions d'Hydro-Québec étaient à
l'effet qu'il n'était pas rentable.

MEMBRE TOLGYESI: Ça c'était le rapport du
3 octobre?

MME PELLETIER: Oui, c'est ça.

MEMBRE TOLGYESI: Et le gouvernement a
décidé le 20 septembre qu'ils ferment la centrale.

MME PELLETIER: Vous avez la bonne date.

MEMBRE TOLGYESI: Ça répond à une question.

Et ma deuxième, c'était on a parlé ---

LE PRÉSIDENT: C'est pas un secret. C'est pas un grand secret. C'était une décision politique.

MEMBRE TOLGYESI: Oui, oui.

(LAUGHTER/RIRES)

MEMBRE TOLGYESI: Non, mais je voulais être clair dans ma tête que ...

Donc, est-ce que -- on a parlé des ressources humaines, est-ce que vous avez observé les changements quelconques dans l'attitude des employés?

Vous avez parlé qu'il y a un certain départ de 150 personnes; il y avait 650, il y a 500. Départ des employés plus expérimentés, santé, sécurité, les accidents.

C'est quoi -- comment vous prévoyez -- parce que le personnel qualifié est rare. Ce que vous avez besoin, c'est les tenir. Ce qu'il est difficile à tenir quand tu arrives au bout de la ligne.

Alors, comment vous allez vous prendre?

M. DÉSILETS: Madame Pelletier complètera. Mario Désilets, pour le verbatim.

On a convenu avec les différents syndicats de méthodes de rétention qui ont été l'objet de lettres

d'entente et vous comprendrez que, comme ça a été des choses négociées avec le syndicat là, malheureusement, je me dois de les garder confidentielles.

Mais en tout cas, si vous voulez en connaître plus, je peux -- on peut en débattre à huis clos. Mais il y a eu des choses de mises en place pour assurer la rétention du personnel critique.

Évidemment, ça demande, je dirais dans l'ensemble, vous parlez du moral, on a -- on fait beaucoup de rencontres avec les personnels. Encore la semaine prochaine qui s'en vient, moi et Mme Pelletier, avec les représentants syndicaux, on va rencontrer tout le personnel de la centrale pour faire une mise à jour, leur dire où ce qu'on est rendu, où ce qu'on s'en va, répondre à leurs interrogations, les rassurer.

Et ça, c'est quelque chose qu'on fait continuellement. Les rencontres avec les syndicats, on continue à les avoir de façon mensuelle. C'est fait à haut niveau. Encore là, moi puis Mme Pelletier, on participe à ça avec des gens du corporatif.

Tout ça pour amener à un climat d'apaisement pour que les gens se sentent -- je dirais qu'ils se sentent rassurés par le fait qu'il y a des -- on s'occupe d'eux-autres puis on s'assure que leur avenir est pas mis en péril même s'ils travaillent dans une place qui

va connaître une fin à un moment donné.

LE PRÉSIDENT: Est-ce que ---

M. DÉSILETS: Je sais pas si Mme Pelletier veut compléter.

LE PRÉSIDENT: Est-ce que ça donne le temps de garantir un emploi?

M. DÉSILETS: Hydro-Québec garantit un emploi à tous ses employés permanents.

MME PELLETIER: Louise Pelletier, pour le verbatim.

Je suis contente que vous vous préoccupiez de cet aspect. Ça nous a préoccupés dès les heures qui ont suivi l'annonce de la fermeture. C'était un évènement grave qui touchait l'ensemble des travailleurs, que ce soit les cadres ou les employés syndiqués.

Rapidement, on s'est mis en mouvement avec les institutions syndicales pour essayer de prendre en charge l'ensemble des conséquences qu'une décision de ce type avait dans l'installation.

C'est-à-dire des communications avec les employés, des services d'aide au personnel et je pourrais en énumérer plusieurs. On a des plans très concrets qui énumèrent toutes les actions qu'on a prises de concert avec le syndicat.

Ça recoupe aussi la question de Monsieur

Binder.

Nos employés syndiqués d'Hydro-Québec permanents bénéficient de la sécurité d'emploi à Hydro-Québec. Bien sûr, l'installation de Gentilly est en procédure de fermeture. C'est donc dire que nos employés sont dans un statut d'employé excédentaire que nous avons la responsabilité de relocaliser au sein de l'entreprise.

Hydro-Québec, c'est partout au Québec, certains pourront se trouver un travail dans la région à proximité de Gentilly, d'autres devront faire d'autres mouvements de personnel, peut-être plus loin dans le Québec.

Mais cette circonstance-là aussi, pour la question de la rétention et recouper les propos de Monsieur Désilets, c'est que cette situation-là de Gentilly arrive au moment où on a d'autres optimisations au niveau des ressources humaines à faire dans l'entreprise et on a un rythme lent de relocalisation.

Il y a peut-être une cinquantaine de personnes qui ont pris leur retraite de la centrale dans les circonstances, mais ils étaient à l'âge de le faire, ils pouvaient prendre la décision. Donc, c'était autant de personnes qui pouvaient se prévaloir et peut-être 50 ou 60 autres qui ont trouvé un autre emploi.

Mais je le répète, Hydro-Québec s'est

engagé dans les heures qui ont suivies l'annonce de la fermeture à prendre ses responsabilités vis-à-vis la sécurité d'emploi mais c'est la sécurité d'emploi à l'intérieur d'Hydro-Québec.

Donc, vous voyez que c'est un rythme qui -- il faut bien essayer de trouver des côtés positifs, c'est un rythme de relocalisation qui est lent et quand nos gens obtiendront des emplois -- puis c'est déjà le cas actuellement dans certaines situations -- ils iront travailler dans des équipes chez nos confrères.

Et à ce moment-là, si on a besoin de l'employé ou quoi que ce soit, on peut faire appel et le faire revenir.

Mais je crois que ce que -- et je terminerai là-dessus, au niveau du moral des troupes, parce que le moral des troupes a un impact direct sur l'efficacité de la personne, sur sa concentration et tout. Mais je crois que ce qu'on a obtenu de meilleur avec nos transactions avec les employés c'est vraiment leur engagement à accepter de nous aider dans les circonstances.

Et puis si ils étaient ici aujourd'hui, peut-être qu'à quelques exceptions près, ils ne -- ils diraient le contraire mais la plupart pourrait témoigner comme je vous le dis aujourd'hui.

Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT: Merci. Autres questions?

J'ai sûrement une question. Alors, c'est toujours avec l'argent. Alors, le budget pour ce déclassement est suffisant, incontestable. C'est-à-dire que tout le monde sont d'accord avec le montant et c'était dans le contrôle d'Hydro-Québec par le gouvernement.

Est-ce que c'est vrai?

M. DÉSILETS: Mario Désilets, pour le verbatim.

Hydro-Québec, à chaque année de l'exploitation de la centrale, a mis de l'argent au passif. Dans les rapports annuels d'Hydro-Québec, on pouvait voir une ligne qui donnait un montant qui était mis de côté.

Maintenant, pour donner une garantie supplémentaire, quand on fait nos renouvellements de permis, on doit fournir une garantie financière pour ce montant-là. Fait qu'en plus qu'Hydro a mis le -- a mis les argents, l'actionnaire s'est engagé à "backer" le montant. Fait qu'on a les argents nécessaires pour faire le déclassement de la centrale.

LE PRÉSIDENT: Alors, merci beaucoup.

Merci beaucoup. C'est trop tard. Alors, on pourrait vous laisser partir maintenant.

Dernier mot? O.k. Ça conclut la réunion pour aujourd'hui et la réunion va se poursuivre demain matin à 9h00.

Merci pour votre participation et bonne fin de journée.

So nine o'clock for all of us who are listening to us, tomorrow morning. Thank you.

Merci beaucoup.

M. LEBLANC: Et si vous avez emprunté des appareils de traduction, assurez-vous de les remettre à la réception. On va vous remettre votre carte d'identité.

Merci beaucoup.

--- Upon adjourning at 6:45 p.m/

L'audience est ajournée à 18h45