

**MANCOMUNIDAD DE MASSACHUSETTS
JUNTA DE UBICACIÓN DE INSTALACIONES ENERGÉTICAS**

Petición de la New England Power Company)	
d/b/a)	
National Grid para la aprobación de la)	
construcción de una nueva línea de transmisión)	
aérea de doble circuito en Warwick, Royalston,)	EFSB 23-02
Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg,)	
Leominster y Sterling; y dos líneas de grifo)	
asociadas en Athol, Royalston y Gardner,)	
Massachusetts, conforme a G.L. c. 164, § 69J)	

Petición de la New England Power Company)	
d/b/a)	
National Grid para la aprobación para construir y)	
operar una nueva línea de transmisión aérea de)	D.P.U. 23-45
doble circuito en Warwick, Royalston,)	
Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg,)	
Leominster y Sterling; y dos líneas de grifo)	
asociadas en Athol, Royalston y Gardner,)	
Massachusetts, conforme a G.L. c. 164, § 72)	

DECISIÓN FINAL

Sobre la decisión:

Yonathan Mengesha
Tim Reilly
Nathaniel Strosberg Brian Wilmer

Connor C. Tarr Presidente
4 de junio de 2026

La Junta de Ubicación traduce materiales a otros idiomas para ayudar a personas con dominio limitado del inglés. La Junta de Ubicación ha intentado razonablemente proporcionar una traducción precisa del material original, pero debido a las sutilezas en la traducción a un idioma extranjero, pueden existir pequeñas diferencias. Aunque la Junta de Ubicación ha proporcionado versiones traducidas, la versión en inglés es la versión oficial de la decisión de la Junta de Ubicación.

APARICIONES:

Catherine J. Keuthen, Esq.

Cheryl A. Blaine, Esq.

Keegan Werlin LLP

One Cranberry Hill, Suite 304

Lexington, MA 02421

y

David Waterfall, Esq.

National Grid USA Service Company, Inc. d/b/a National Grid

40 Sylvan Road

Waltham, MA 02451

PARA: Compañía Eléctrica de Nueva Inglaterra

d/b/a National Grid

Peticionario

ÍNDICE

RESUMEN DE LA DECISIÓN FINAL	iv
I. Introducción	1
A. Descripción del proyecto propuesto.....	1
B. Historia procesal	3
II. Jurisdicción y Estándar de Revisión según G.L. c. 164, § 69J	6
III. Necesidad del proyecto propuesto	7
A. Estándar de revisión.....	7
B. Descripción del sistema existente y visión general de la necesidad	8
1. Historial operativo de las líneas existentes	11
2. Estado de las estructuras existentes y problemas de diseño	11
3. Violaciones de bajo voltaje.....	13
4. Interconexiones DER	14
C. Análisis y hallazgos sobre la necesidad.....	16
IV. Enfoques alternativos para satisfacer la necesidad identificada	17
A. Estándar de revisión.....	17
B. Enfoques alternativos para satisfacer la necesidad identificada	18
1. Alternativa sin construcción	18
2. Alternativas sin cable.....	18
3. Alternativa de reparación de activos críticos	18
4. Reconductor y reparación de las líneas existentes.....	19
5. Alternativas de transmisión.....	20
C. Análisis y hallazgos sobre enfoques alternativos.....	24
V. Selección de rutas	25
A. Estándar de revisión.....	25
B. Enfoque de la empresa para la selección de rutas.....	25
1. Definir el área de estudio de rutas y establecer criterios generales de selección de rutas.	26
2. Identificación de posibles alternativas de ruta	28
3. Chequeo	29
4. Selección de la ruta del proyecto de la empresa	30
C. Diversidad geográfica	31
D. Análisis y hallazgos sobre la selección de rutas	31
VI. Análisis de la ruta del proyecto.....	33

A.	Estándar de revisión	33
B.	Descripción de la construcción del proyecto	34
C.	Impactos medioambientales.....	35
1.	Recursos terrestres	35
2.	Recursos hídricos y humedales.....	42
3.	Ruido.....	47
4.	Tráfico.....	51
5.	Visual	53
6.	Aire	54
7.	Seguridad y residuos peligrosos.....	57
8.	Campos magnéticos	60
9.	Resumen de los impactos medioambientales.....	62
D.	Coste	62
E.	Fiabilidad	65
F.	Conclusión sobre el análisis de la ruta del proyecto	65
VII.	Coherencia con las políticas de la Commonwealth	66
A.	Estándar de revisión.....	66
B.	Posición de la Compañía.....	66
1.	Políticas de salud.....	67
2.	Protección del medio ambiente.....	67
3.	Políticas de Uso y Desarrollo de Recursos	68
C.	Análisis y hallazgos	69
1.	Coherencia con las políticas sanitarias	69
2.	Conformidad con las Leyes, Regulaciones y Políticas Medioambientales.....	70
3.	Consistencia con las políticas de uso y desarrollo de recursos.....	74
D.	Conclusión	74
VIII.	Análisis bajo G.L. c. 164, § 72	75
IX.	Conclusiones de la Sección 61.....	75
X.	Decisión	77

GLOSARIO

Líneas A1/B2	47 millas de líneas aéreas de doble circuito de 69 kilovoltios propiedad y operadas por National Grid en Warwick, Royalston, Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg, Leominster y Sterling
ACECs	Áreas de Preocupación Ambiental Crítica
ACSS	Conductor de aluminio, soportado en acero
<u>Andrew-Dewar</u>	<u>NSTAR Electric Company (licenciada en Eversource Energy), EFSB 19-03/D.P.U. 19-15 (2021)</u>
Banco	Banco Interior
<u>Beverly-Salem</u>	<u>New England Power Company d/b/a National Grid, EFSB 19-04/D.P.U. 19-77/19-78 (2021)</u>
BLSF	Terrenos limítrofes sujetos a inundaciones
BMPs	Mejores prácticas de gestión
BVW	Humedal Vegetado Limitante
Estudios de Clústeres	Los Estudios de Clústeres del Oeste de Massachusetts realizados por NEP entre 2019 y 2022
<u>Colonial 2016</u>	<u>Compañía de Gas Colonial d/b/a Red Nacional, EFSB 1601 (2016)</u>
<u>Colonial 2019</u>	<u>Compañía de Gas Colonial d/b/a Red Nacional, EFSB 18-01/D.P.U. 1830 (2019)</u>
Compañía	New England Power Company d/b/a National Grid ("NEP")
dBA	Decibelios ponderados en A
DCR	Departamento de Conservación y Recreación de Massachusetts
Departamento	Departamento de Servicios Públicos de Massachusetts
DEIR	Borrador del Informe de Impacto Ambiental (MEPA)
DER	Recursos energéticos distribuidos
EEE	Oficina Ejecutiva de Energía y Asuntos Ambientales
EENF	Formulario ampliado de notificación ambiental (MEPA)
Petición ante el EFSB	G.L. c. 164, § 69J Petición presentada por National Grid
EMF	Campo eléctrico y magnético
Eversource	NSTAR Electric Company (licenciada en Eversource Energy)
Líneas existentes	Líneas y estructuras existentes de 47 millas de transmisión aérea de doble circuito y 69 kilovoltios
FEIR	Informe Final de Impacto Ambiental

<u>GCEP</u>	<u>NSTAR Electric Company (licenciada en Eversource Energy), EFSB 22-03/D.P.U. 22-21 (2024)</u>
GEI	Gases de efecto invernadero
SIG	Sistema de Información Geográfica
G.L. c.	Capítulo de Leyes Generales de Massachusetts
GWSA	Ley de Soluciones al Calentamiento Global, St. 2008, c. 298
Informe de inspección	Informe de National Grid 2019 que detalla un estudio del estado físico de las líneas A1/B2 y líneas de acceso existentes
IPAC	Información para la planificación y la consulta
kV	Kilovolt
LUWW	Tierras bajo cuerpos de agua y vías fluviales
MassDEP	Departamento de Protección Ambiental de Massachusetts
MassDOT	Departamento de Transporte de Massachusetts
MBTA	Autoridad de Transporte de la Bahía de Massachusetts
MEPA	Ley de Política Ambiental de Massachusetts
MF	Campos magnéticos
mG	Milligauss
<u>Fiabilidad en Mid Cape</u>	<u>NSTAR Electric Company (licenciada en Eversource Energy), EFSB 1906/D.P.U. 19142/19143 (2022)</u>
Mt	Toneladas métricas
MVA	Mega Volt-Amp
Nuevas líneas	Las nuevas líneas de transmisión de doble circuito A1/B2 operaban a 69 kV y podían operar a 115 kV y estructuras
NHESP	Programa de Patrimonio Natural y Especies en Peligro
NOI	Aviso de Intención
Aviso	Aviso de Adjudicación y Audiencia de Comentarios Públicos
NWAs	Alternativas sin cables
OPGW	Cables ópticos de tierra
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE. UU.
<u>Viento de Park City</u>	<u>Park City Wind, LLC, EFSB 20-01/D.P.U. 20-56/20-57 (2023)</u>
Peticiones	Petición de National Grid ante la EFSB y Petición de la Sección 72
Proyecto	47 millas de líneas aéreas de transmisión de doble circuito de 69 kV diseñadas para soportar futuras operaciones a 115 kV, a lo largo de un derecho de vía gestionado por la empresa existente, y dos taps

	asociados en Massachusetts (también conocido como el "Proyecto de Renovación en Condición de Activos A1/B2")
Área del proyecto	El área servida por las Líneas Existentes y las Líneas de Tap
RA	Zona ribereña
Ley de Reestructuración 164	Ley de Reestructuración de Servicios Eléctricos de 1997, St. 1997, c. 164
Ley de Hoja de Ruta	Ley que crea una hoja de ruta de próxima generación para la política climática de Massachusetts, St. 2021, c. 8
FILA	Derecho de paso
Petición de la Sección 72	G.L. c. 164, § 72
Junta de Ubicación	Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas de Massachusetts
<u>Viento de la Costa Sur</u>	<u>SouthCoast Wind Energy LLC, EFSB 22-04/D.P.U. 22-67/22-68 (2024)</u>
Área de estudio	Área de evaluación de rutas que rodea la línea A1/B2 existente entre la subestación Pratts Junction en Massachusetts y la subestación Vernon en Vermont
<u>Sudbury</u>	<u>Boston Edison Company contra Ciudad de Sudbury, 356 Mass. 406 (1969)</u>
<u>Sudbury-Hudson</u>	<u>NSTAR Electric Company (licenciada en Eversource Energy), EFSB 17-02/D.P.U. 17-82/17-83 (2019)</u>
Líneas de Tap	(1) una línea que conecta la estación de maniobras de Royalston con la subestación Chestnut Hill (6 millas); y (2) una línea que conecta la estación de conmutación Gardner con la subestación de Crystal Lake (1,2 millas)
TMP	Plan de Gestión del Tráfico
<u>Ciudad de Sudbury</u>	<u>Ayuntamiento de Sudbury contra la Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas, 487 Mass. 737 (2021)</u>
USACE	Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos
WPA	Áreas de Protección de Cabezas de Pozo

RESUMEN DE LA DECISIÓN FINAL

New England Power Company, d/b/a National Grid (la "Compañía"), propone reemplazar una línea de transmisión de doble circuito existente, líneas de toma (que sirven a subestaciones adyacentes y clientes de distribución) y estructuras ("Líneas Existentes") por una nueva línea aérea de doble circuito, líneas de acceso y estructuras en el mismo corredor de transmisión en Warwick, Royalston, Athol, Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg, Leominster y Sterling, Massachusetts (el "Proyecto"). Las líneas existentes continúan al norte de Warwick, Massachusetts, atravesando partes de New Hampshire y Vermont, terminando en la subestación #13 de Vernon de la Compañía en Vermont. La empresa propone construir el proyecto para que pueda operar a 115 kilovoltios, aunque inicialmente funcionaría a 69 kilovoltios, al igual que la línea existente. Las Líneas Existentes, construidas originalmente en 1909, reconductoras en los años 20 y aisladas en 2004, están entre las líneas de transmisión más antiguas de Nueva Inglaterra y están sostenidas por las estructuras originales de celosía. Las líneas existentes están entre las de peor rendimiento de la compañía, con numerosos cortes cortos y prolongados en los últimos años debido en gran parte al diseño original de la estructura, que hace que las líneas existentes sean especialmente susceptibles a daños por rayos y a la interacción con aves.

La empresa reemplazaría las estructuras de torre de celosía de doble circuito de acero de 575 por acero de intemperie, estructuras monopolo de doble circuito y conductores asociados. La empresa propone reemplazar dos líneas de entrada de transmisión más pequeñas y las estructuras asociadas: (1) una línea de derivación paralela de seis millas de dos circuitos que conecte la línea A1/B2 con la subestación Chestnut Hill en Athol; y (2) una línea de acceso de dos circuitos de 1,2 millas que conecta la línea A1/B2 con la Subestación Crystal Lake en Gardner. La empresa eliminaría las líneas, grifos y estructuras existentes una vez construidas las líneas de transmisión y las líneas de entrada de reemplazo. La Compañía estima que el coste de construir la parte de Massachusetts del Proyecto sería de 414,7 millones de dólares (en dólares de 2024).

La Decisión Final concluye que la Compañía ha demostrado que es necesario reemplazar la línea de transmisión existente, las líneas de acceso y las estructuras por una nueva línea aérea de doble circuito, líneas de entrada y estructuras en el corredor de transmisión existente para garantizar un servicio fiable. La Decisión Final también considera que el Proyecto es superior a las demás alternativas identificadas en cuanto a satisfacer la necesidad identificada y proporcionar un suministro energético fiable para la Commonwealth con un impacto mínimo en el medio ambiente al menor coste posible.

La Junta de Ubicación revisó los impactos ambientales del Proyecto y concluye que, con la implementación de las medidas y condiciones especificadas, y el cumplimiento de todos los requisitos locales, estatales y federales aplicables, se evitarían, minimizarían y mitigarían los impactos ambientales del Proyecto. Los impactos medioambientales del proyecto se traducirían principalmente en impactos relacionados con la construcción y la eliminación de hasta 131,2 acres de árboles dentro de los derechos de paso y servidumbres de acceso de Existing Lines. La empresa se comprometió a implementar diversas medidas de mitigación de carbono y forestales en coordinación con el Departamento de Conservación y Recreación y MassAudubon para los impactos relacionados con la eliminación de árboles relacionados con el proyecto. La mejora de la fiabilidad y resiliencia de la red del Proyecto, así como su capacidad para ayudar a interconectar los recursos pendientes de generación y almacenamiento no emisores, generarían un beneficio neto acumulado de carbono durante la construcción y operación del Proyecto. La Decisión Final determina que, sujeto a las mitigaciones y condiciones especificadas establecidas en esta Decisión,

el Proyecto es coherente con las políticas actuales de salud, medio ambiente y uso y desarrollo de recursos de la Commonwealth.

De conformidad con G.L. c. 164, § 69J, la Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas de Massachusetts APRUEBA, sujeto a las condiciones establecidas a continuación, la Petición de New England Power Company d/b/a National Grid para reemplazar una línea de transmisión de doble circuito existente, líneas de toma y estructuras por una nueva línea aérea de doble circuito, líneas de acceso y estructuras en un corredor de transmisión existente en Warwick, Royalston, Athol, Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg, Leominster y Sterling, Massachusetts.

I. INTRODUCCIÓN

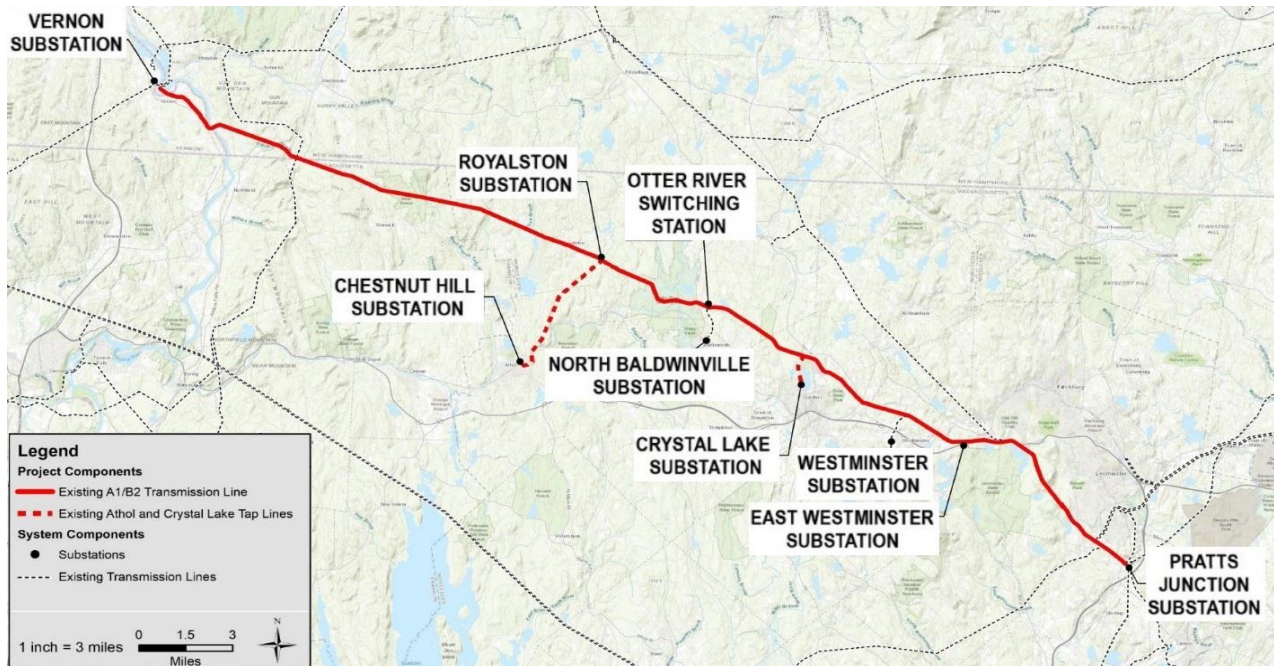
A. Descripción del proyecto propuesto

El 1 de mayo de 2023, la New England Power Company, operando como National Grid ("NEP" o la "Compañía"), presentó una petición ante la Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas ("Junta de Ubicación") conforme a G.L. c. 164, § 69J ("Petición EFSB"), y una petición ante el Departamento de Servicios Públicos (el "Departamento") bajo G.L. c. 164, § 72 ("Petición de la Sección 72") (conjuntamente, las "Peticiones"), para la aprobación para construir, operar y mantener una nueva línea de transmisión aérea de doble circuito en Warwick, Royalston, Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg, Leominster y Sterling ("Líneas A1/B2"); y dos líneas de claqué asociadas en Athol, Royalston y Gardner (Exhs. NG-1, en 1; NG-3, en 1). La Compañía propone reconstruir, operar y mantener aproximadamente 47 millas de líneas aéreas de doble circuito existentes de 69 kilovoltios ("kV") ("Líneas Existentes") con nuevas líneas capaces de operar a 115 kV ("Nuevas Líneas"), a lo largo de un derecho de vía gestionado por la Compañía ("ROW"), y dos líneas de acceso asociadas, todas en Massachusetts (colectivamente el "Proyecto") (Expresión NG-2, en 1). El proyecto completo A1/B2 de la compañía sería un total de 53,5 millas; las partes adicionales de construcción se realizarían en Vermont y pasarían por New Hampshire, fuera de la jurisdicción de la Junta de Ubicación, antes de entrar en Warwick, Massachusetts, dentro de un ROW gestionado por la Compañía (Exh. NG-2, en 1). Las Líneas Existentes atraviesan los municipios de Warwick, Royalston, Winchendon, Gardner, Westminster, Fitchburg, Leominster y Sterling; y los grifos asociados pasan por Athol, Royalston y Gardner (Exh. NG-2, en 1). La ROW en Massachusetts termina en la subestación Pratts Junction en Sterling (Exh. NG-2, en 1).

La empresa reemplazaría las estructuras de torre de celosía de doble circuito de acero de 575 por estructuras monopolo de acero de doble circuito y brazo davit (Exh. NG-2, en 1, 24). La Compañía también propuso reemplazar dos líneas de captación de transmisión más pequeñas y las estructuras asociadas que alimentan el corredor: (1) una línea que conectaba la Estación de Conmutación de Royalston con la Subestación Chestnut Hill; y (2) una línea que conecta la estación de conmutación Gardner con la subestación de Crystal Lake ("Líneas de Contacto") (Exh. NG-2, en 1). La NEP reemplazaría las estructuras de un solo circuito de 158 postes de madera por estructuras de circuito único de postes de acero (Exh. NG-2, en 2). Una vez construidas las nuevas líneas y líneas de entrada, la empresa eliminará las líneas existentes, líneas de acceso y estructuras (Exh. NG-2, en el 67). El proyecto se reconduciría con 795 MCM de aluminio con soporte en acero ("ACSS") y con dos cables ópticos de tierra¹ ("OPGW") (Exh. NG-2, en 1-2). El proyecto completo costaría aproximadamente 474,1 millones de dólares, mientras que la parte construida en Massachusetts costaría aproximadamente 414,7 millones de dólares (en dólares de 2024) (Exh. EFSB-C-3(S2)).²

¹ El cable de tierra óptica es un tipo de cable que combina las funciones de puesta a tierra y comunicaciones (Exh. NG-2, en 1, n.1).

² Los 414,7 millones de dólares serían para la parte de Massachusetts del Proyecto, con un coste total del proyecto estimado en aproximadamente 474,1 millones de dólares en los tres estados, en dólares de 2024, con un nivel de precisión asumido de -25%/+25% (Exh. EFSB-C-3(S2)).

Figura 1: Mapa del proyecto propuesto.

Fuente:Exh. NG-2, a las 3.

B. Historia procesal

La petición de la EFSB se registró como EFSB 23-02 y la petición de la Sección 72 como D.P.U. 23-45. El 4 de octubre de 2023, el Presidente del Departamento emitió una Orden, conforme a G.L. c. 164, § 69H(2), refiriéndose a la Petición de consolidación y revisión de la Sección 72 con la Petición EFSB, y registró la Petición consolidada como EFSB 23-20/ D.P.U. 23-45. Consulte la Orden de Remisión y Consolidación EFSB 23-02/D.P.U. 23-45 (2023). La Junta de Localización llevó a cabo un único procedimiento adjudicatorio y elaboró un único registro probatorio para las Peticiones.

El 11 de marzo de 2024, la Junta de Ubicación emitió un Aviso de Adjudicación y una Audiencia de Comentarios Públicos ("Aviso"), fijando las fechas de audiencia de opinión pública para el 10 y 11 de abril de 2024, para tres audiencias híbridas de comentarios públicos. El Presidente ordenó a la Compañía traducir el Aviso al español (Carta de publicación fechada el 11 de marzo de 2024). La Compañía publicó el Aviso de la siguiente manera: (1) en inglés en el Athol Daily News, el Worcester Telegram & Gazette, el Fitchburg Sentinel & Enterprise, The

Gardner News, la edición online de Winchendon Courier, The Clinton Item, The Holden Landmark; y (2) en español en El Mundo y El Planeta (solo online) (Declaración jurada de Kristin M. Reynolds, fechada el 10 de abril de 2024). La carta de publicación del Presidente también establecía los requisitos de notificación y publicación para el aviso, así como los repositorios para el acceso público de la presentación de la Compañía. La Compañía indicó que cumplía con los requisitos del Presidente de la Administración (Declaración jurada de Kristin M. Reynolds, fechada el 10 de abril de 2024). La ruta del proyecto incluye poblaciones de Justicia Ambiental ("EJ") basadas en criterios de Minorías e Ingresos (Exh. NG-2, en 63).

El 10 de abril de 2024, la Junta de Ubicación celebró una audiencia híbrida de comentarios públicos en Athol y una segunda audiencia híbrida en Gardner. El 11 de abril de 2024, la Junta de Ubicación celebró una tercera audiencia pública híbrida en Fitchburg.³ La Junta de Ubicación proporcionó interpretación en español en las tres audiencias públicas híbridas. La Junta de Ubicación recibió diversos comentarios sobre el proyecto, que iban desde impactos en la construcción, consultas sobre la integración solar local, preocupaciones sobre la limpieza del lugar de trabajo, impactos en especies raras y capacidad de los conductores mejorados. La Junta de Participación no recibió ningún comentario escrito ni petición de intervención o estatus de participante limitado.

La Junta de Ubicación emitió dos rondas de solicitudes de información a la Compañía el 7 de junio de 2024 y el 25 de julio de 2024, a las que la Compañía presentó respuestas oportunas. El 10 de septiembre de 2024, la Junta de Ubicación celebró una audiencia probatoria con la Compañía. En la audiencia probatoria, la empresa presentó a diez testigos: (1) Jessica Farrell, ingeniera consultora de NEP, Transmission Line Engineering; (2) Dean LaTulipe, ingeniero consultor NEP, Planificación de Transmisión; (3) Jeremy Sherman, gestor de proyecto de la NEP; (4) Joshua Holden, planificador principal de construcción de la NEP; (5) Bethany Rocha,

³ El Presidente de la Mesa determinó estas tres ubicaciones representan el acceso para la mayor parte de las poblaciones EJ afectadas, el acceso para las poblaciones de mayor densidad a lo largo de la ruta propuesta, la capacidad para celebrar eficazmente una audiencia híbrida para el público y otros factores que contribuyen descritos anteriormente. Por ello, Fitchburg, Gardner y Athol garantizan que el público tenga la oportunidad de ser escuchado y de participar significativamente a lo largo de la ruta propuesta.

especialista principal en NEP, Gestión de Partes Interesadas; (6) Michael Tyrrell, científico ambiental principal de la NEP, Licencias y Permisos; (7) Jason Magoon, supervisor senior de NEP, Gestión de Vegetación; (8) Theresa Portante, BSC Group, consultora medioambiental principal; (9) Priyanka Shrestha, BSC Group, especialista en permisos medioambientales; y (10) Christopher Long, Gradient, director, Área de Práctica de Campos Eléctricos y Magnéticos (Tr. 1, en 8).

El 18 de septiembre de 2024, la Compañía proporcionó respuestas oportunas a las once solicitudes de expedientes generadas en la audiencia probatoria. La Compañía proporcionó 149 pruebas, incorporadas al expediente probatorio, que incluyen las Peticiones, respuestas a Solicitudes de Información y Solicitudes de Registro, y pruebas de audiencia. El 4 de octubre de 2024, la Compañía proporcionó un informe ("Informe de la Compañía") en apoyo al Proyecto. El 7 y 12 de mayo de 2026, la Compañía presentó múltiples respuestas suplementarias a solicitudes de información y respuestas a registros.⁴

El personal de la Junta de Ubicación preparó una Decisión Provisional y la distribuyó a los miembros de la Junta y a todas las partes para su revisión y comentarios el 22 de mayo de 2026. El 29 de mayo de 2026, la Compañía presentó comentarios por escrito.

La Junta de Ubicación programó una reunión híbrida para el 2 de junio de 2026, para recibir comentarios, deliberar y votar la Decisión Tentativa. La Junta de Ubicación emitió un Aviso de Reunión de la Junta en inglés y español. El Presidente envió el Aviso a la lista de servicio para este procedimiento en inglés y español.

La Junta de Ubicación celebró una reunión híbrida para considerar la Decisión Provisional el 2 de junio de 2026, con interpretación en español. En la reunión de la Junta de Ubicación, la Junta escuchó comentarios de la Compañía. Tras la deliberación, la Junta de Ubicación votó a favor de aprobar la Decisión Tentativa, sujeta a condiciones, con enmiendas. La Junta de Ubicación ordenó al personal preparar una Decisión Final, como se expone a continuación.

⁴ El Presidente presenta y admite las respuestas suplementarias en el expediente.

II. JURISDICCIÓN Y ESTÁNDAR DE REVISIÓN SEGÚN G.L. C. 164, § 69J

G.L. c. 164, § 69J⁵ establece que la Junta de Ubicación debe aprobar una petición para construir si determina que la petición cumple ciertos requisitos, incluyendo que los planes para la construcción de las instalaciones del solicitante son coherentes con las políticas establecidas en G.L. c. 164, § 69H, para proporcionar un suministro energético fiable al Estado, con un impacto mínimo en el medio ambiente, al menor coste posible, y que sean coherentes con las políticas actuales de salud, protección ambiental y uso y desarrollo de recursos de la Commonwealth. Véase Town of Sudbury contra Energy Facilities Siting Board, 487 Mass. 737, 746-747 (2021) ("Town of Sudbury"). De acuerdo con G.L. c. 164, § 69J, un solicitante de proyecto debe obtener la aprobación de la Junta de Ubicación para la construcción de instalaciones energéticas propuestas antes de que otro organismo estatal pueda emitir un permiso de construcción.

G.L. c. 164, § 69G define una "instalación" para incluir "una nueva línea de transmisión eléctrica con una clasificación de diseño de 115 [kV] o más que tenga diez millas o más de longitud en un corredor de transmisión existente, excepto [para] reconductor o reconstrucción de líneas de transmisión al mismo voltaje" o "una nueva línea de transmisión eléctrica con una clasificación de diseño de 69 [kV] o más y que tenga una longitud de una milla o más en una nueva corredor de transmisión." Las Nuevas Líneas de la Compañía consisten en aproximadamente 47 millas de línea de transmisión eléctrica de 69 kV que será reemplazada por una línea eléctrica con capacidad de 115 kV, además de las líneas Tap que pasan por Athol,

⁵ El 20 de noviembre de 2024, el gobernador Healey firmó la ley Ley que Promueve una Red de Energía Limpia, Promoviendo la Equidad y Protegiendo a los Contribuyentes, St. 2024, c. 239 ("Ley Climática de 2024" o la "Ley"). La Ley de Clima de 2024 establece un programa consolidado de permisos, que incluye la autoridad bajo la G.L. c. 164, § 69T, para que la Junta de Ubicación emita permisos estatales y locales para grandes infraestructuras de energía limpia, y para proyectos más pequeños bajo circunstancias más limitadas. La Ley de Clima de 2024 indica que "las regulaciones se aplicarán a todos los proyectos jurisdiccionales presentados ante la [Junta de Ubicación] a partir del 1 de julio de 2026." St. 2024, c. 239, §132. El 27 de febrero de 2026, la Junta de Ubicación promulgó regulaciones que implementan muchas de las disposiciones de la Ley del Clima de 2024; dichos reglamentos se aplican a los procedimientos iniciados el 1 de julio de 2026 y posteriores. Por lo tanto, este procedimiento está regulado por normas vigentes antes de la fecha de entrada en vigor de las disposiciones de la Ley Climática de 2024 y las normas relacionadas.

Royalston y Gardner (Exh. NG-2, en 1). Las Nuevas Líneas son una "instalación" respecto a la Sección 69J porque tienen una potencia de diseño de 115 kV y tienen más de diez millas de longitud en un corredor de transmisión existente; por lo tanto, el proyecto está sujeto a la jurisdicción de la Junta de Ubicación.

La Junta de Ubicación exige que el solicitante demuestre que su propuesta cumple con los siguientes requisitos: (1) que se necesitan recursos energéticos adicionales (véase la Sección III); (2) que, en conjunto, el proyecto propuesto es superior a los enfoques alternativos en términos de fiabilidad, coste e impacto medioambiental, y en su capacidad para abordar la necesidad identificada (véase la Sección IV); (3) que el solicitante ha considerado una gama razonable de alternativas prácticas para la ubicación de las instalaciones y que las instalaciones propuestas se ubican en lugares que minimizan costes e impactos medioambientales, asegurando al mismo tiempo un suministro energético fiable (véase la Sección V); (4) que los impactos medioambientales del proyecto se minimizan y que el proyecto alcance un equilibrio adecuado entre preocupaciones medioambientales en conflicto, así como entre los impactos medioambientales, coste y fiabilidad (véase la Sección VI); y (5) que los planes para la construcción de las instalaciones propuestas sean coherentes con las políticas actuales de salud, protección ambiental y uso y desarrollo de recursos de la Commonwealth (véase Sección VII).

III. NECESIDAD DEL PROYECTO PROPUESTO

A. Estándar de revisión

La Junta de Ubicación revisa la necesidad de que las instalaciones de transmisión propuestas cumplan con objetivos de fiabilidad, eficiencia económica o medioambientales. G.L. c. 164, §§ 69H, 69J. Al demostrar la necesidad de una instalación de transmisión propuesta basándose en consideraciones de fiabilidad, el peticionario aplica sus criterios de planificación establecidos para la construcción, operación y mantenimiento de su sistema de transmisión y distribución. El cumplimiento de los criterios de planificación aplicables puede demostrar un sistema "fiable". New England Power Company d/b/a National Grid, EFSB 19-04/D.P.U. 19-77/19-78, a las 10 (2021) ("Beverly-Salem"); NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy,

EFSB 19-03/D.P.U. 19-15, en 7 (2021) ("Andrew-Dewar"); NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy, EFSB 17-02/D.P.U. 17-82/17-83, en 15 (2019) ("Sudbury-Hudson").

Por tanto, para determinar si son necesarias mejoras en el sistema, la Junta de Ubicación: (1) examina la razonabilidad de los criterios de planificación de fiabilidad del sistema del peticionario; (2) determina si el peticionario utiliza métodos revisables y apropiados para evaluar la fiabilidad del sistema a lo largo del tiempo basándose en análisis de modelado del sistema u otros indicadores válidos de fiabilidad; y (3) determina si el sistema de transmisión y distribución relevante cumple estos criterios de fiabilidad a lo largo del tiempo bajo condiciones normales y bajo ciertas contingencias, dadas las cargas existentes y proyectadas. NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy, EFSB 22-03/D.P.U. 22-21, en las páginas 15-16 (2024) ("GCEP"); NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy, EFSB 1906/D.P.U. 19142/19143, en las 10 (2022) ("Fiabilidad en Mid Cape"); Beverly-Salem a las 10. Véase también Municipio de Sudbury en 748-749.

B. Descripción del sistema existente y visión general de la necesidad

La Compañía afirmó que, para mantener la integridad del sistema regional de transmisión, la NEP debe garantizar que exista una capacidad de transmisión adecuada para cumplir con los requisitos de carga existentes y proyectados, y que se cumplan los objetivos de fiabilidad, seguridad y medioambientales (Exh. NG-2, en 11). Las líneas existentes sirven a partes de Massachusetts, Vermont y New Hampshire (Exh. NG-1, en 1, 3). Las líneas existentes conectan múltiples subestaciones y líneas de acceso en Massachusetts, incluyendo: la subestación de Royalston; Athol Taps y la subestación Chestnut Hill; Estación de Conmutación del río Otter, grifos North Baldwinville y Subestación North Baldwinville; Grifos y Subestación de Crystal Lake; grifos y subestación de Westminster; Subestación East Westminster (Exh. NG-2, en las páginas 12-13). Véase la Figura 2 más abajo. Aproximadamente 24.000 clientes eléctricos en doce ciudades y pueblos de Massachusetts⁶ son atendidos desde subestaciones conectadas a las

⁶ Las líneas existentes atienden a clientes en Athol, Gardner, Hubbardston, New Salem, Orange, Petersham, Phillipston, Royalston, Templeton, Warwick, Westminster y

conductores existentes consisten en alambre de cobre 2/0 protegido principalmente con alambre blindado de acero revestido de cobre #4 de tres hilos (Exh. NG-2, en 16). Además, durante los años 80, el NEP instaló aisladores de 88 kV para mejorar la fiabilidad, y a principios de los 2000 el NEP sustituyó todos los aisladores de poste por aisladores de poste de 115 kV, además de instalar cubiertas aislantes y disuasores de pájaros montados en el puente de torre para evitar la anidación⁷ (Exh. NG-2, en el 18). La empresa sostiene que, en los años intermedios, ha mantenido de forma constante los disuasores y cubiertas aislantes del puente de la torre para reducir los problemas de interrupciones relacionadas con aves (Exh. NG-2, en el 18).

Los Athol Taps consisten en una mezcla de estructuras de madera de un solo circuito en H y una silla, de aproximadamente 34 a 70 pies de altura (Exh. NG-2, en el 18). El conductor de transmisión existente en ambos Athol Taps consiste en cable de cobre 2/0; los cables del escudo son de acero (Ejemplo. NG-2, en el 18). Los Crystal Lake Taps consisten en estructuras de suspensión de doble brazo de un solo circuito de madera de aproximadamente 39 a 48 pies de altura (Exh. NG-2, en el 18). El conductor de transmisión existente en las Crystal Lake Taps consiste en cable de cobre 2/0 y carece de cable de blindaje (Exh. NG-2, en el 18).

La compañía citó cuatro razones principales por las que las líneas existentes necesitan ser reconstruidas: (1) han estado en servicio desde principios del siglo XX y tienen una larga historia de bajo rendimiento debido al diseño original de sus estructuras; (2) hay daños físicos en aproximadamente el 40 por ciento de las estructuras; (3) según la Evaluación de Necesidades de Massachusetts Occidental y Central 2029 de ISO-New England, emitida en mayo de 2020, múltiples subestaciones a lo largo del corredor A1/B2 están sujetas a condiciones de baja tensión bajo ciertas condiciones de contingencia N-1 y N-1-1; y (4) tienen capacidad térmica insuficiente para interconectar los recursos energéticos distribuidos propuestos ("DER") como grandes instalaciones solares y sistemas de almacenamiento de energía en baterías ("BESS") (Exh. NG-2, en las 11, 26; Tr. 1, págs. 54-55). Estas razones se describen a continuación.

⁷ Los disuasores de anidación incluyen principalmente múltiples púas que impiden que las aves puedan posarse.

1. Historial operativo de las líneas existentes

La empresa identificó un historial persistente y prolongado de bajo rendimiento en las líneas A1/B2, a pesar de varias recondiciones, reubicaciones y modificaciones para resolver problemas individuales de rendimiento, como un factor clave para el proyecto (Exhs. NG-2, en el 18; EFSB-N-19). Las líneas existentes, construidas en 1909, han sido, y siguen siendo, de las menos fiables del sistema de transmisión NEP, experimentando de forma constante una tasa inusualmente alta de cortes asociados a rayos, contactos con la vegetación, interferencias aviares y tormentas eléctricas (Ejemplo. NG-2, en las páginas 21, 23; Tr. 1, en el pág. 54). La Línea A1 tuvo el mayor número de incidentes de las 176 líneas NEP entre 2017 y 2021, mientras que la Línea B2 ocupó el séptimo lugar (Exh. NG-2, en las páginas 11, 18, 21). En 2023, múltiples cortes en las líneas A1/B2 provocaron interrupciones prolongadas de clientes, cada una de más de 29 horas (Exposición EFSB-N-10). En total, las líneas A1/B2 han experimentado 59 cortes en los últimos diez años: 44 cortes momentáneos⁸ y 15 cortes prolongados (Exh. EFSB-R-1).

Tabla 1: A1/B2 Conteos de cortes de líneas, por causa, 2017-2021.

Línea	Causa					Total
	Relámpago	Clima	Vegetación	Otros	Desconocido	
A1	5	4	2	2	8	21
B2	6	3	2	0	3	14
Total	11	7	4	2	11	35

Fuente: Exh. NG-2, en el 22.

2. Estado de las estructuras existentes y problemas de diseño

En 2019, la empresa realizó un estudio sobre el estado físico de las líneas A1/B2 y de las líneas de grifos, titulado "Informe de inspección: Renovación del estado de los activos A1/B2"

⁸ Según la Compañía, los cortes momentáneos pueden tener impactos significativos en los clientes con equipos sensibles que pueden quedar fuera de servicio o dañarse por fluctuaciones momentáneas de voltaje (Ejemplo. NG-2, en 22).

("Informe de inspección") (Exh. NG-2, en 23). La compañía identificó problemas físicos en 221 de las 575 estructuras existentes de las líneas A1/B2; 12 de las 48 estructuras para los Crystal Lake Taps; y 139 de las 201 estructuras para los Athol Taps (Exh. NG-2, en 24). Los problemas físicos consisten principalmente en el deterioro de las estructuras existentes de las torres de celosía, daños o deterioro de los sistemas disuasores de aves y, en menor medida, deterioro de las estructuras de postes de madera en los grifos Athol y Crystal Lake (Exh. NG-2, en 4). Además, se encontró que las estructuras de madera presentaban daños por pájaros carpinteros, faltantes o dañadas tapas de poste y deterioro en el brazo transversal (Exh. NG-2, págs. 23-24, Apez. 2-1).

Más allá de los problemas físicos identificados en las estructuras, el Informe de Inspección de 2019 señaló ángulos de blindaje superiores a los 30 grados recomendados en el Boletín de Servicios Públicos Rurales,⁹ así como "árboles muy cercanos y altos" a lo largo de toda la ROW (Expresión NG-2, en 24). La empresa declaró que las torres de celosía que soportan las líneas A1/B2 existentes no fueron construidas originalmente para incluir un cable de protección; sin embargo, posteriormente se añadieron mástiles eléctricos a las estructuras existentes (Exposición NG-2, en 24). La empresa afirmó que la frecuencia de las interrupciones relacionadas con rayos refleja el ángulo de apantallamiento insuficiente en las líneas A1/B2 existentes, ya que los circuitos con un ángulo de blindaje mayor tienen más probabilidades de ser alcanzados directamente por un rayo, causando un flashover (Ejemplo. NG-2, en 24).

El Informe de Inspección también señaló que los árboles altos a lo largo de toda la ROW contribuyen a la alta frecuencia de interrupciones relacionadas con los árboles en las Líneas Existentes (Exh. NG-2, en 24). En muchas zonas, el terreno colindante a lo largo de la ROW está densamente vegetado con especies de crecimiento alto que pueden superar fácilmente la altura de las estructuras existentes (Exh. NG-2, en 24). Cuando estos árboles caen o se caen ramas durante periodos de vientos fuertes, entran en contacto con los conductores existentes y provocan cortes momentáneos o

⁹ La Compañía se refiere al Boletín 1724E-200 del Servicio de Servicios Públicos Rurales, que recomienda diferentes ángulos de blindaje según la altura de la estructura: 92 pies, 30 grados; 66 pies, 26 grados; 116 pies, 21 grados (Exh. NG-2, en 24).

prolongados (Exh. NG-2, en 24).¹⁰ Debido a la configuración horizontal general de las Líneas Existentes, cuando un árbol de crecimiento alto situado fuera de los límites de la FILA cae a lo ancho de la FILA, existe una alta probabilidad de que la vegetación entre en contacto con múltiples fases y potencialmente ambos circuitos soportados por las estructuras existentes (Exh. NG-2, en 24). La mayor elevación de los conductores propuestos para las Nuevas Líneas reducirá, aunque no eliminará completamente, el riesgo de cortes debido a la caída de vegetación desde fuera de la ROW (Exh. EFSB-R-2).

Según la Compañía, el diseño de las estructuras propuestas es tal que las estructuras resultantes serán más robustas que las existentes y mejor capaces de soportar los efectos de las tormentas, resultando en menos cortes (Exh. EFSB-N-9). La empresa declaró que el proyecto ha sido diseñado conforme a los códigos de seguridad y directrices de diseño actuales, junto con los estándares NEP, que han evolucionado significativamente desde la construcción original de las Líneas Existentes (Exh. EFSB-N-9). La Compañía indicó que las estructuras propuestas están diseñadas para soportar condiciones de carga relacionadas con los efectos combinados de hielo y viento, eventos de viento extremo y eventos extremos concurrentes de hielo y viento, respectivamente, según lo exige el Código Nacional de Seguridad Eléctrica (Exh. EFSB N 9). Aunque las estructuras dañadas podían repararse estructura por estructura, la Compañía afirmó que tales reparaciones no solucionarían los problemas de diseño existentes, que solo pueden solucionarse reemplazando las estructuras existentes (Exh. NG-2, en las páginas 24-25; Informe de la compañía en las páginas 32-33).

3. Violaciones de bajo voltaje

ISO Nueva Inglaterra ("ISO-NE") emitió en mayo de 2020 la "Evaluación de Necesidades 2029 para el Área Occidental y Central de Massachusetts" ("Evaluación de Necesidades 2029"), que analizó las condiciones futuras de carga, fiabilidad, cambios de recursos y retirada de recursos (Exh. NG-2, en 28). La evaluación no consideró los requisitos para la interconexión de los RED propuestos, ya que se centró en la fiabilidad del sistema de transmisión que da servicio al oeste y centro de Massachusetts para las condiciones previstas del sistema en 2029 (Exh. NG-2, en 28).

¹⁰ La empresa indicó que actualmente sigue el Plan Nacional de Gestión de la Vegetación de la Red en la Línea Existente y continuará haciéndolo con la construcción del proyecto (Exh. NG-2, en el 85).

ISO-NE revisó el sistema de transmisión bajo las condiciones N-0, N-1 y N-1-1¹¹ para varios posibles escenarios operativos respecto a las condiciones de indisponibilidad de unidades generadoras y los niveles de importación desde fuera del sistema ISO-NE (Exh. NG-2, en pp. 28-29). La evaluación realizó estudios de análisis térmico, análisis de voltaje y análisis de cortocircuitos (Exh. NG-2, en 29).

ISO-NE identificó violaciones de voltaje sensibles al tiempo en la Evaluación de Necesidades 2029 en las subestaciones de East Westminster, Westminster, Crystal Lake, North Baldwinville y Royalston, así como en la estación de conmutación de Otter River (Exh. NG-2, en 29). ISO-NE determinó además que las violaciones identificadas en su Evaluación de Necesidades de 2029 existen en el nivel máximo de carga neta 9-0/10 del verano 2022¹² de 25.500 MW (Exh. EFSB-N-18). Sin embargo, la Compañía señaló que no consideraba que la Evaluación de Necesidades de 2029 fuera el principal motor de la necesidad del proyecto (Exhs. NG-2, en 29; EFSB-N-18, en 1). La empresa presentó el proyecto propuesto en septiembre de 2021 a ISO-NE, que posteriormente rerealizó sus análisis térmicos y de voltaje con el proyecto en servicio; ISO-NE determinó que el proyecto eliminaría las violaciones de voltaje previamente identificadas a lo largo de las líneas A1/B2 (Exh. NG-2, en 29). Dado que ISO-NE determinó que no se observarían violaciones de criterios con el Proyecto en servicio en su análisis adicional, ISO-NE consideró innecesario realizar un Estudio de Soluciones 2029 para el Área del Proyecto (Exh. NG-2, en 29).

4. Interconexiones DER

En el momento en que NEP presentó sus Peticiones, los promotores habían propuesto más de 550 MW de proyectos DER que interconectarían en más de 30 subestaciones de la Red Nacional en el centro y oeste de Massachusetts, incluyendo cinco subestaciones a lo largo del

¹¹ Los estudios de planificación de la transmisión suelen evaluar la fiabilidad del sistema de transmisión bajo condiciones N-0 (todas las instalaciones integradas), N-1 (todas las instalaciones dentro, primera contingencia) y N-1-1 (primera contingencia, 30 minutos de ajustes permitidos del sistema, segunda contingencia) (Expresión NG-2, en 11, n.9).

¹² Un escenario de 90/10 de fenómenos extremos es uno que tiene un diez por ciento de probabilidad de ser superado en un año dado para su día pico. GCEP a los 31.

corredor de transmisión A1/B2 (Exh. NG-2, en el 25). Entre 2019 y 2022, la Compañía llevó a cabo una serie de tres estudios de impacto en el sistema, conocidos como los Estudios de Clústeres del Oeste de Massachusetts ("Estudios de Clústeres"), para determinar si los proyectos de DER supondrían un impacto adverso significativo en la fiabilidad, estabilidad y características operativas del sistema de transmisión de energía a granel de Nueva Inglaterra y del sistema de transmisión NEP (Exh. NG-2, en el 25). Los Estudios de Clústeres evaluaron riesgos térmicos, de voltaje, estabilidad y cortocircuitos para tres grupos sucesivos de proyectos propuestos de RED, también conocidos, respectivamente, como los Estudios de Clústeres de los Grupos 1, 2 y 3 (Éx. NG-2, en 26).

Según los Estudios de Clúster, la empresa determinó que los 40,7 MW de proyectos DER del Grupo 1 podían interconectarse a lo largo de las líneas existentes sin requerir actualizaciones del sistema de transmisión (Exh. NG-2, en 26). Sin embargo, para un subconjunto de los Estudios de Clúster, los proyectos del Grupo 2 (evaluados en mayo de 2020), que comprenden 47,2 MW de DER, la Compañía determinó que estos proyectos causarían tanto sobrecargas térmicas como violaciones de alta tensión para elementos específicos de las líneas A1/B2 bajo diversas contingencias N-0, N-1 y N-1-1 y no podrían permitirse interconectarse sin capacidad de transmisión adicional (Exh. NG-2, en las páginas 26-27; Apéndice 2-3, en el 40). Estos proyectos DER se retiraron posteriormente de la cola de interconexión ISO-NE y fueron abandonados o reenviados para evaluación como parte del Estudio de Clúster del Grupo 3 (Exh. NG-2, en 27). El Estudio de Clústeres del Grupo 3 (realizado en junio de 2022) encontró de forma similar sobrecargas térmicas en condiciones de contingencia que impedirían la interconexión de los 20,5 MW¹³ de DERs evaluados sin capacidad adicional en las líneas A1/B2 (Exh. NG-2, en las páginas 27-28). El Estudio del Grupo 3 señaló que la propuesta de reconstrucción de las líneas A1/B2 con el conductor 795 ACSS del Proyecto A1/B2, junto con las mejoras en Vermont en la Subestación Vernon de NEP, proporcionarían suficiente capacidad adicional para permitir la interconexión de los proyectos DER del Grupo 3 (Exh. NG-2, en las páginas 27-28).

¹³ Durante el procedimiento, la Compañía proporcionó una cifra actualizada de 29,18 MW de DER que buscaban interconexión a lo largo de las líneas A1/B2 (Exh. EFSB-N-13).

La Compañía indicó que las clasificaciones térmicas de las Nuevas Líneas serán de 218 MVA (Emergencia Normal y Prolongada de Verano) cuando operen a 69 kV, en comparación con las 43 MVA (Normal de verano) y 53 MVA (Emergencia de Verano a Largo Plazo) de las Líneas Existentes (Exh. EFSB-R-3). Las nuevas líneas podrán aceptar 175 MVA (Normal) y 185 MVA (Emergencia) más que las Líneas Existentes (Exh. EFSB-R-3). Por tanto, la reconstrucción de las Líneas Existentes proporcionará suficiente capacidad para resolver las sobrecargas térmicas y la mayor capacidad disponible estará disponible para cualquier proyecto de interconexión, incluidos futuros RED (Exhs. EFSB-N-6; EFSB-N-7).

C. Análisis y hallazgos sobre la necesidad

El registro muestra que las líneas A1/B2 son las más antiguas y menos fiables del sistema de transmisión de la Compañía. La empresa sostiene que el principal impedimento para un servicio fiable a lo largo de las vías A1/B2 radica en el estado y las características de diseño de las estructuras existentes. Específicamente, a pesar de la incorporación de mástiles de rayos y cables de protección para mitigar los cortes relacionados con los rayos, las líneas existentes siguen experimentando un alto número de cortes debido principalmente a rayos, impactos de aves y otras condiciones meteorológicas. La empresa señala que los rayos, confirmados, representan al menos un tercio de los cortes en el periodo 2017-2021. La baja altura del mástil de las estructuras de las Líneas Existentes resulta en un ángulo de blindaje insuficiente, que se soluciona de forma más eficaz con la sustitución de las estructuras. A pesar del uso de la empresa de su programa continuo de gestión de la vegetación, la densa vegetación y los árboles altos, tanto dentro como a lo largo del ROW, han contribuido a las vulnerabilidades inherentes a la fiabilidad del diseño centenario A1/B2.

El expediente muestra que los proyectos pendientes de DER que buscan interconectar con las subestaciones suministradas por las Líneas Existentes causarían violaciones térmicas y no pueden interconectarse de forma segura sin capacidad adicional en las Líneas Existentes. Los resultados de los Estudios de Clústeres confirman la necesidad de reemplazar las líneas existentes por líneas de transmisión de mayor capacidad. ISO-NE también identificó violaciones de tensión sensibles al tiempo en cinco subestaciones a lo largo de las líneas A1/B2, así como en una estación de conmutación. La Evaluación de Necesidades ISO-NE 2029 también respalda la opinión de que

las líneas existentes no son fiables debido a las violaciones de voltaje identificadas bajo diversas condiciones de contingencia.

En conclusión, las líneas existentes, centenarias de antigüedad, están obsoletas y en estado deteriorado, sufren de un rendimiento demostrado deficiente que va mucho más allá de la capacidad normal del mantenimiento y reparaciones de la NEP para resolverse, y no son adecuadas para interconectar RED adicionales que apoyarían los objetivos de energía limpia de la Commonwealth. La Junta de Ubicación considera que: (1) los criterios de planificación de fiabilidad del sistema de la Compañía son razonables; (2) la Compañía utilizó métodos revisables y apropiados para evaluar la fiabilidad del sistema a lo largo del tiempo basándose en análisis de modelado del sistema u otros indicadores válidos de fiabilidad; y (3) el sistema de transmisión y distribución relevante cumple estos criterios de fiabilidad a lo largo del tiempo bajo condiciones normales y bajo ciertas contingencias, dadas las cargas existentes y proyectadas. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que las líneas existentes son insuficientes para cumplir con los estándares de fiabilidad aplicables y requieren una solución, ya sea un reemplazo u otros medios para proporcionar los recursos necesarios del sistema.

IV. ENFOQUES ALTERNATIVOS PARA SATISFACER LA NECESIDAD IDENTIFICADA

A. Estándar de revisión

G.L. c. 164, § 69J exige que el proponente del proyecto presente alternativas a la instalación propuesta, que pueden incluir: (1) otros métodos de transmisión o almacenamiento de energía; (2) otras fuentes de energía eléctrica; o (3) una reducción de requisitos mediante la gestión de carga. Al implementar su mandato legal, la Junta de Ubicación exige que el peticionario demuestre que, en conjunto, su proyecto propuesto es superior a estos enfoques alternativos en términos de coste, impacto ambiental y capacidad para satisfacer la necesidad identificada. Además, la Junta de Ubicación exige que el peticionario considere la fiabilidad del suministro como parte de su demostración de que el proyecto propuesto es superior a los enfoques alternativos del proyecto. SouthCoast Wind Energy LLC, EFSB 2204/D.P.U. 2267/22-68 (2024) en la página 39 ("SouthCoast Wind"); GCEP en 30; Beverly-Salem a los 17.

B. Enfoques alternativos para satisfacer la necesidad identificada

1. Alternativa sin construcción

La empresa afirmó que, debido al bajo rendimiento actual y a la insuficiente compatibilidad térmica para la interconexión DER, así como a las condiciones de bajo voltaje bajo contingencias N-1 y N-1-1, una alternativa sin construcción no resolvería ninguno de los problemas identificados (Exh. NG-2, en las páginas 32-33). Por lo tanto, la Compañía no consideró esta alternativa más allá (Exh. NG-2, en 33).

2. Alternativas sin cable

La empresa afirmó que el principal motor de la necesidad del proyecto está relacionado con el estado de los activos, específicamente la degradación estructural; por lo tanto, cualquier alternativa no cableada, que dependa inherentemente de la operación continuada de las Líneas Existentes, no resolvería cortes por rayos, caídas de árboles y ramas caídas, así como interferencias aviares (Ejemplo. NG-2, en 33). La empresa indicó que estos problemas en el estado de los activos permanecerían, incluso en los niveles de carga existentes (Exh. NG-2, en el 32). Además, la evaluación de la empresa sobre las interconexiones DER en los Estudios de Clúster mostró que las interconexiones DER solicitadas en los Grupos 2 y 3 crearían violaciones adicionales de alta tensión y térmicas (Exh. NG-2, en las páginas 26-27; Apéndice 2-3, en el 40). Basándose en lo anterior, la Compañía concluyó que una alternativa no conectada no cubriría la necesidad del Proyecto y eliminó la consideración adicional de este enfoque (Exh. NG-2, en las páginas 32-33).

3. Alternativa de reparación de activos críticos

La alternativa de reparación de activos críticos consiste en un programa dirigido de reparación y sustitución de estructuras que tiene como objetivo abordar las necesidades más urgentes identificadas en el Informe de Inspección de 2019 como cuestiones de condición de los activos de Nivel Prioritario 2 y 3 (Exhs. NG-2, en el pág. 33; EFSB-PA-6). Ejemplos de artículos que necesitan reparación o reemplazo incluyen:

- Pandeo de elementos en diagonales horizontales
- Corrosión ligera de bayonetas estructurales
- Disuasores de aves desaparecidas o dañadas

- Cables de sujeción dañados
- Herrajes oxidados y collares de brazo de davit
- Cables de sujeción dañados o rotos
- Daños de pájaro carpintero en algunas estructuras de madera
- Tapas de poste faltantes o dañadas
- Daños o aislantes inclinados
- El conductor de cobre en la línea principal está muy envejecido
- El ROW "parece estar considerablemente cubierto de vegetación" con árboles muy densos y altos

Fuente: Exh. NG-2, Apéndice 2-1.

La empresa proporcionó una estimación de coste de "grado de inversión" de 60,7 millones de dólares para el alcance de trabajo identificado (Exh. PA-6). La Compañía afirmó que un programa de reparación dirigido como la Alternativa de Reparación de Activos Críticos es una estrategia de bajo coste y bajo impacto para prolongar la vida útil de líneas de transmisión que de otro modo estarían aptas para el servicio (Exh. NG-2, en 33). Sin embargo, sostuvo que esta no es una solución adecuada para las líneas existentes, ya que no abordaría los problemas de fiabilidad subyacentes asociados al mal ángulo de apantallamiento de los circuitos existentes y la propensión a cortes relacionados con aves causadas por la geometría de la estructura (Exh. NG-2, en el 33; Informe de la compañía en las páginas 40-41). Además, esta opción no proporcionaría la capacidad adicional necesaria para interconectar proyectos solares fotovoltaicos y BESS propuestos y futuros, y no abordaría los problemas de voltaje existentes (Exh. NG-2, en el 33; Informe de la compañía en la página 41). Debido a estas preocupaciones, la Compañía descartó esta alternativa de una consideración posterior (Exh. NG-2, en 33).

4. Reconductor y reparación de las líneas existentes.

La empresa investigó el mantenimiento de las estructuras existentes y la reconducción de la línea con un conductor de mayor capacidad (Exh. NG-2, en 33). Según la NEP, la sustitución de estructuras se produciría en función de la "necesidad", como en la alternativa de reparación de activos críticos (Exh. NG-2, en 33). La empresa explicó que esta alternativa proporcionaría la

capacidad adicional necesaria para interconectar el DER propuesto (Exh. NG-2, en el 34). Sin embargo, la Compañía señaló dos fallos importantes con este enfoque: primero, sería poco probable que redujera la incidencia de cortes de línea asociados a rayos, árboles caídos, tormentas eléctricas e interferencias aviares; y segundo, los beneficios de las comunicaciones de alta velocidad entre subestaciones no se materializarían ya que la alternativa de reconductor y reparación no incluiría la instalación de OPGW (Exh. NG2, en la página 34).

Según el análisis preliminar de la empresa, la alternativa de reconductor y reparación no podría mantener todas las estructuras intactas debido a problemas de espacio libre y a su deterioro en su estado (Exh. NG-2, en el 34). La empresa señaló que aproximadamente el 25 por ciento de las estructuras existentes necesitarían ser reemplazadas para el nuevo conductor con suficiente espacio libre, y un diez por ciento adicional de las estructuras requeriría una sustitución total debido a problemas estructurales (Ex. NG-2, en el 34). La empresa estimó que esta opción tendría un coste de grado de inversión estimado de 221,2 millones de dólares (Exh. EFSB-PA-6).

La Compañía argumentó que, si las estructuras existentes se reparan en lugar de reemplazarlas, tanto los clientes eléctricos actuales como los proyectos propuestos de energía solar fotovoltaica y BESS seguirían experimentando cortes de línea a un ritmo mucho superior al promedio en el futuro previsible (Informe de la Compañía en la página 42). Además, la Compañía afirmó que este enfoque no aborda adecuadamente los principales problemas de diseño de la estructura y la escasa fiabilidad de las Líneas Existentes, y lo descartó de una consideración posterior (Exh. NG-2, en 34; Informe de la compañía en la página 42).

5. Alternativas de transmisión

a. Opciones de reconstrucción de líneas de 69 kV y 115 kV

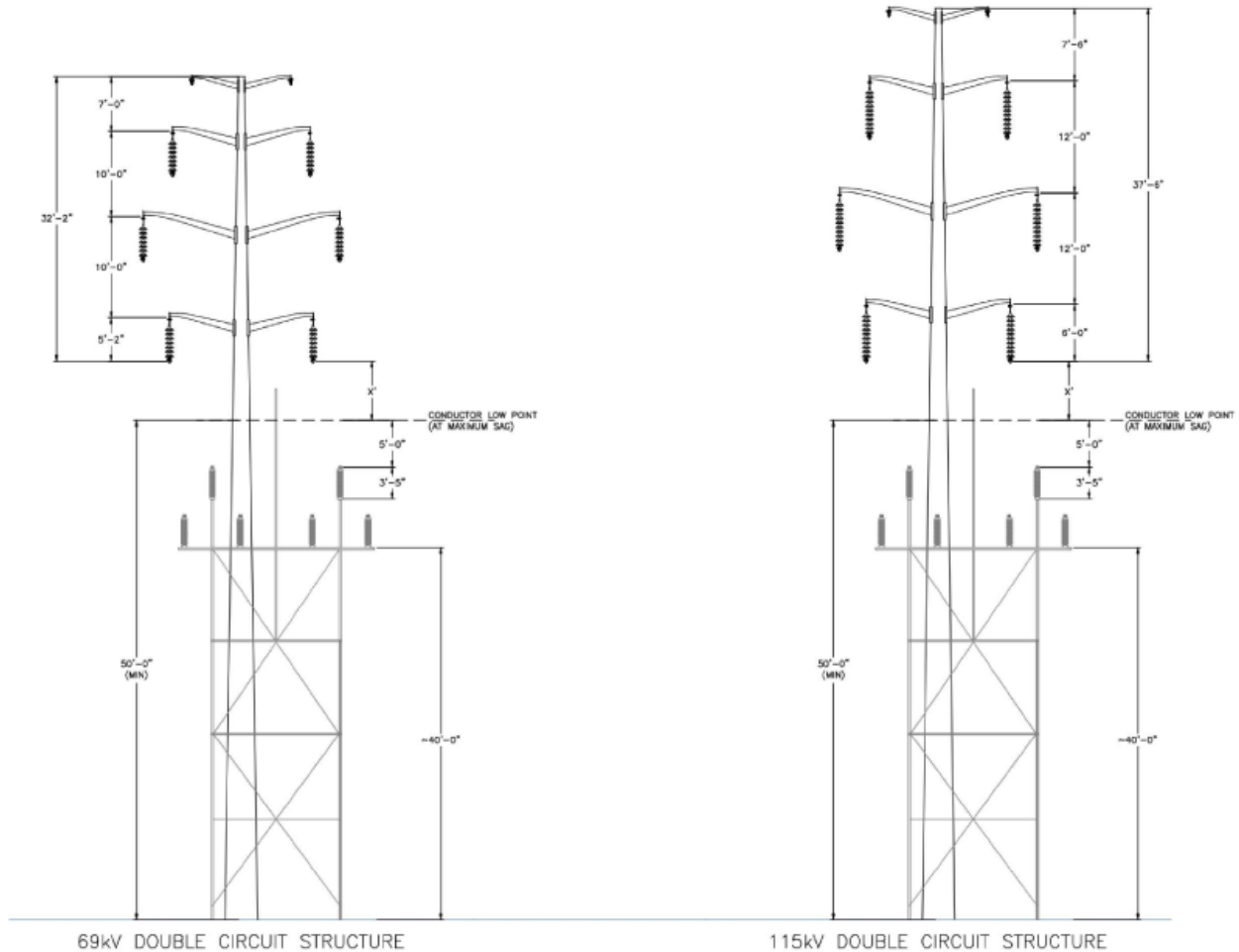
La empresa consideró una alternativa de reconstrucción de líneas de 69 kV y 115 kV dentro de la línea de la Línea Existente (Exh. NG-2, en el 35). Cualquiera de los dos diseños utilizaría estructuras cuya elevación permitiría mantener un espacio adecuado entre los conductores existentes y los propuestos para facilitar la reenergización según sea necesario durante la construcción (Exh. NG-2, en el pág. 36). Las estructuras capaces de 115 kV tendrían 5,5 pies adicionales de altura, en comparación con un diseño de 69 kV, para acomodar aislantes adicionales

(es decir, el diseño de 69 kV lleva siete aisladores frente a la estructura de 115 kV que llevaría diez aisladores en cada cadena de aislamientos) (Exh. NG-2, en el pág. 36).

La empresa explicó que tanto las opciones de reconstrucción de líneas capaces de 69 kV como de 115 kV solucionarían problemas de diseño asociados al bajo rendimiento de las líneas existentes (Exh. NG-2, en el 38). La empresa declaró que en ambos diseños, las nuevas estructuras tendrían un ángulo de blindaje de aproximadamente 15 grados, coherente con la práctica actual de la industria de limitar el ángulo de blindaje a 30 grados o menos (Exh. NG-2, en el 38). Además, un cambio en la configuración de la estructura de las torres de celosía horizontal existentes a estructuras monopolo verticales reduciría el potencial de interrupciones relacionadas con las aves (Exh. NG-2, en el 38).¹⁴La Figura 3, a continuación, muestra una comparación de los dos tipos de estructura propuestos para el Proyecto en relación con las alturas estructurales existentes de las Líneas Existentes.

¹⁴ La Compañía señaló que las aves tienden a construir nidos en el puente de las torres de celosía existentes, lo que aumenta las oportunidades de interacción aviar cerca de las estructuras y se asocian interrupciones momentáneas en los circuitos (Exh. NG-2, en el 38).

Figura 3: Estructuras capaces de 69 kV y 115 frente a estructuras existentes (A1/B2 Líneas).



Fuente: Exh. NG-2, en el 37.

La compañía confirmó que ambos diseños estructurales soportarían 795 conductores ACSS "Drake" (Exh. NG-2, en 35, 40). El proyecto incluirá la sustitución del cable de blindaje existente por cable óptico de tierra que combina las funciones de puesta a tierra y comunicaciones (Exh. EFSB-PA-4). La instalación de OPGW sienta las bases para la futura implementación de tecnologías de mejora de la red a lo largo del corredor de transmisión A1/B2 (Exh. EFSB-PA-4). Finalmente, la Compañía determinó que la única opción viable requeriría reemplazar las estructuras existentes para abordar las causas subyacentes del fallo (Exh. NG-2, en el 35). Además, el proyecto proporcionaría la capacidad térmica adicional y el soporte de voltaje

necesarios para interconectar el DER propuesto y apoyar el crecimiento proyectado de la carga eléctrica sin necesidad de nuevas mejoras de la línea en el futuro previsible, impulsadas por compromisos regionales para abordar el cambio climático mediante la electrificación y una mayor integración de los recursos renovables (Exh. NG-2, en el 32).

La Compañía señaló que actualmente no existen necesidades de fiabilidad dentro del horizonte de planificación de diez años de la NEP que justifiquen la operación del Proyecto a 115 kV (Exh. EFSB-N-3). Sin embargo, si futuros estudios de planificación demuestran que se necesita operar a 115 kV, la Compañía propondría cualquier mejora restante necesaria para dicha operación en ese momento (Exh. EFSB-N-3). Las subestaciones de Otter River, Royalston, Chestnut Hill, Vernon y Deerfield operan actualmente sin actualizaciones de 115 kV; sin embargo, la Compañía señaló planes para modernizar estas subestaciones en el futuro, lo que podría implicar operación a 115 kV (Exh. EFSB-N-2). La empresa estimó que la diferencia total de coste entre la opción de 69 kV y el diseño con capacidad de 115 kV sería de aproximadamente 5,02 millones de dólares, o menos del 1,5 por ciento del coste estimado del Proyecto (Exh. NG-2, en el pág. 39).

La empresa describió varias ventajas del diseño capaz de 115 kV. Las estructuras de 115 kV proporcionarían una mayor resistencia a los rayos y a eventos relacionados con los árboles (Exh. NG-2, en el 40). La empresa también explicó que la mayor altura del diseño de 115 kV reduciría la probabilidad de fallas resultantes de la vegetación fuera de ROW que impactaran en las líneas energizadas (Exh. NG-2, en el 38). Además, el aislamiento adicional y el espaciamiento de fases del diseño de 115 kV mejorarían aún más la resistencia al rayo (Exh. NG-2, en el 38). La empresa calculó la potencia térmica (Emergencia a Largo Plazo) del diseño de 69 kV como 218 megavoltios-amperios ("MVA") frente a 366 MVA para el diseño de 115 kV, o un 66 por ciento más de capacidad para el mismo tamaño de conductor (Exh. NG-2, en el 38). La empresa también destacó que el funcionamiento a 115 kV proporciona una regulación superior de voltaje debido a la menor impedancia de 115 kV, lo que evita la necesidad de estaciones de conmutación de transmisión adicionales, bancos de condensadores, reactores o dispositivos de control dinámico de voltaje para soportar nueva carga o DER (Exh. NG-2, en el 38).

La NEP indicó que el diseño de 69 kV no reduciría significativamente los impactos medioambientales en comparación con el de 115 kV, salvo por la pequeña reducción en las alturas

de las estructuras (Exh. NG-2, en el pág. 39). Además, la Compañía señaló que construir el proyecto ahora como una línea capaz de 115 kV evitaría la necesidad de un futuro proyecto de actualización de 115 kV, junto con futuros impactos medioambientales y costes mucho más significativos (Exh. NG-2, en el 39; Informe de la compañía en la página 47).

C. Análisis y hallazgos sobre enfoques alternativos

El registro muestra que la única solución factible a la necesidad identificada requiere la sustitución de las estructuras de las líneas existentes, ya que ninguna otra alternativa considerada por el NEP (alternativa sin construcción, sin cables, reparación de activos críticos o alternativas de reconductor y reparación) aborda la causa raíz de la falla de la línea. La Compañía ha demostrado que, debido a la antigüedad y características físicas de las estructuras, ninguna otra modificación podría resolver los problemas de fiabilidad descritos. Tanto la opción de 69 kV como la de 115 kV proporcionarían el cambio necesario en la configuración de la estructura, aumentaría el espaciado de fases e introduciría el uso de estructuras monopolo para asegurar la fiabilidad en las Nuevas Líneas, siendo la solución superior. El registro muestra que cualquiera de las dos opciones resolvería las violaciones térmicas y de voltaje adicionales en las líneas existentes.

El registro muestra que las estructuras de 115 kV proporcionarían una protección adicional contra violaciones de voltaje y térmica y proporcionarían una capacidad adicional significativa para acomodar el crecimiento futuro de la carga y las interconexiones DER, a un coste adicional relativamente modesto, si se construyeran así desde el principio. Las estructuras de 115 kV permitirían un mayor ángulo de apantallamiento, un mayor espacio entre fases conductoras y cuerdas aislantes de suspensión más largas, lo que resultaría en una mayor resistencia durante eventos de rayos. Aunque no se necesita una operación inmediata a 115 kV, la diferencia de coste añadida de la opción de 115 kV equivaldría a aproximadamente el 1,5 por ciento del presupuesto del proyecto y requeriría aumentar la altura de las estructuras solo en 5,5 pies. Las estructuras de 115 kV y las de 69 kV usarían ambas los mismos conductores y cable de blindaje, sin diferencia de coste (Exh. NG-2, en el 40). Esta es una inversión rentable en comparación con la posible necesidad de reconstruir las líneas existentes en el futuro. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que la solución de diseño de 115 kV es adecuada, y los registros muestran que ninguna

alternativa al Proyecto sería superior al Proyecto propuesto. El resto de la Decisión se centra únicamente en un análisis detallado del Proyecto Propuesto, como una opción de reconstrucción capaz de 115 kV.

V. SELECCIÓN DE RUTAS

A. Estándar de revisión

G.L. c. 164, § 69J exige que una petición para construir incluya una descripción de alternativas a la instalación, incluyendo "otras ubicaciones de sitios". Por tanto, la Junta de Ubicación exige que el solicitante demuestre que ha considerado una gama razonable de alternativas prácticas de ubicación y que sus instalaciones propuestas están ubicadas en lugares que minimizan los costes y los impactos medioambientales, asegurando al mismo tiempo un suministro energético fiable. Para ello, el solicitante debe cumplir un examen de dos frentes. En primer lugar, el solicitante debe demostrar que desarrolló y aplicó un conjunto razonable de criterios para identificar y evaluar rutas alternativas de manera que asegure que no ha pasado por alto ni eliminado ninguna ruta que, en conjunto, sea claramente superior a la ruta propuesta. En segundo lugar, el solicitante generalmente debe demostrar que identificó al menos dos sitios o rutas observados con algún grado de diversidad geográfica. Viento SouthCoast a 4546; GCEP en las páginas 37-38; Beverly-Salem a los 29. Pero véase Colonial Gas Company d/b/a National Grid, EFSB 1601, en las páginas 28-29 (2016) ("Colonial 2016"); Colonial Gas Company d/b/a National Grid, EFSB 18-01/D.P.U. 1830, en las páginas 40-42 (2019) ("Colonial 2019"), donde la Junta de Ubicación consideró razonable la decisión de la empresa de no indicar una ruta alternativa.

B. Enfoque de la empresa para la selección de rutas

En su análisis de enrutamiento, la Compañía buscó identificar alternativas de ruta técnicamente viables que mantuvieran el funcionamiento del sistema, minimizaran los impactos en los entornos naturales y sociales, y minimizaran los costes de construcción y operación (Exh. NG-2, en el 41; Tr. 1, en el 89). El análisis de la empresa siguió esta secuencia: (1) definiendo un Área de Estudio de Ruta y desarrollando un conjunto general de criterios de selección de rutas; (2) identificar una variedad de rutas potenciales utilizando el mapeo más reciente, bases de datos y

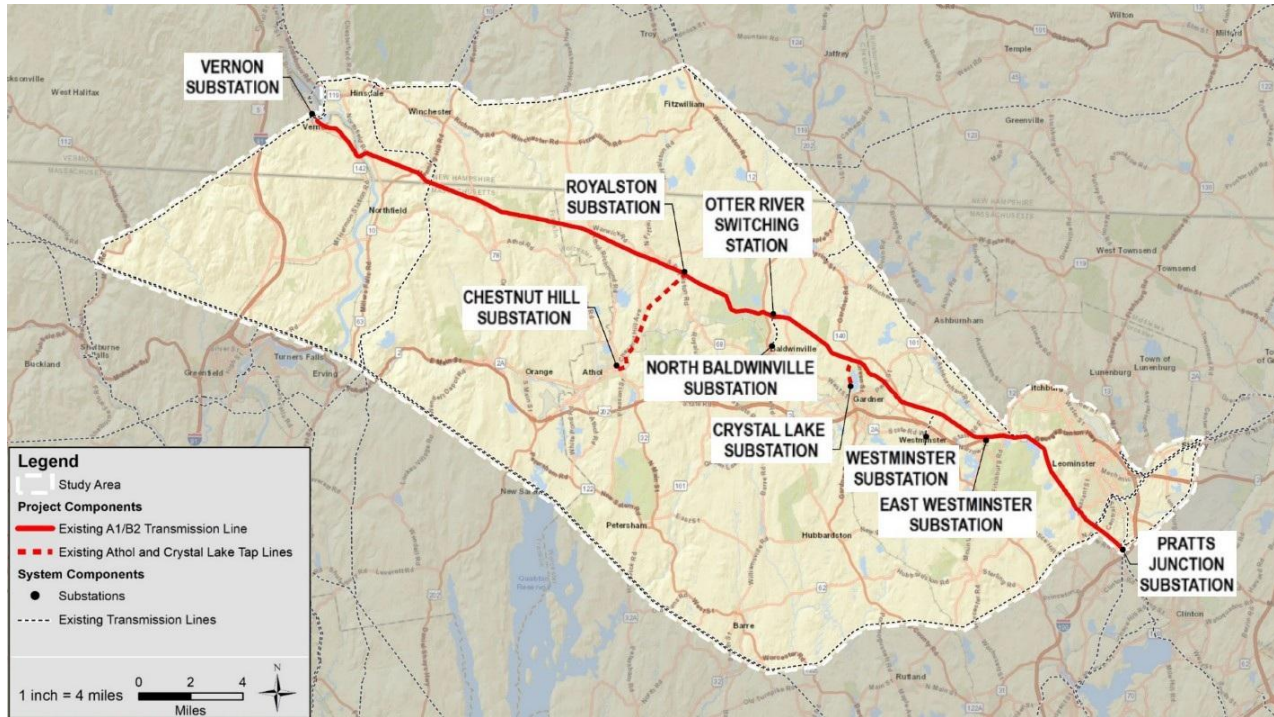
fotografías aéreas disponibles, centrándose en identificar corredores lineales existentes situados dentro o adyacentes al corredor de transmisión de las Líneas Existentes y a los Taps existentes de Athol y Crystal Lake (incluyendo corredores existentes de transmisión eléctrica, ferrocarril, gasoductos y carreteras y carreteras); (3) evaluar las rutas potenciales con los criterios de selección de rutas para evaluar si alguna sería potencialmente superior a las líneas de línea existentes y de las líneas de acceso; y (4) evaluar los corredores lineales existentes minimizando las limitaciones de construcción, los costes y los impactos medioambientales (Exh. NG-2, en el 41).

1. Definir el área de estudio de rutas y establecer criterios generales de selección de rutas.

La empresa estableció un área de estudio alrededor de su Línea Existente ROW entre la Subestación Pratts Junction en Massachusetts y la Subestación Vernon en Vermont (la "Área de Estudio") (Exh. NG-2, en el 42). La Compañía definió el Área de Estudio dentro de los siguientes límites: las ROWs de transmisión E205 y D4 de NEP (al sur de las ROW de Líneas Existentes); y las ROWs I135/J136 de NEP, las 379 ROW ("Eversource") de Eversource Electric Company (d/b/a) de Eversource Energy, G33 ROW de NEP y K137W/L138W de NEP coubicadas con las ROWs de transmisión 314/343 de Eversource (al norte y sureste de las Líneas Existentes)¹⁵ (Exh. NG-2, en el 42). Según la Compañía, la mayor parte del Área de Estudio consiste en propiedades exentas,¹⁶ zonas residenciales y terrenos abiertos intercalados con bolsillos de bosque, uso mixto, comercial, industrial, corredores de transporte y tierras agrícolas (Exh. NG-2, en el 42). La Figura 4, a continuación, muestra el Área de Estudio.

¹⁵ El área de estudio es aproximadamente de 784 millas cuadradas (Exh. NG-2, en el 42).

¹⁶ Una Propiedad Exenta es una propiedad que cumple los requisitos para exención de impuestos según diversas disposiciones de la ley, e incluye terrenos e instalaciones públicas, hospitales, escuelas, iglesias e instituciones culturales (Exh. NG-2, en el 42, citando G.L. c. 59, §5).

Figura 4: Mapa del área de estudio de ruta del proyecto.

Fuente: Exh. NG-2, en el 43.

Según la empresa, consideró los requisitos operativos para construir una línea aérea, incluyendo códigos de autorización vertical y horizontal, profundidades y retrocesos respecto a otras compañías activas, servicio a subestaciones intermedias y conexiones finales a subestaciones (Exh. NG-2, en el 44). Basándose en estas consideraciones operativas y otras consideraciones de construcción y medioambientales, la Compañía estableció los siguientes criterios para las rutas potenciales:

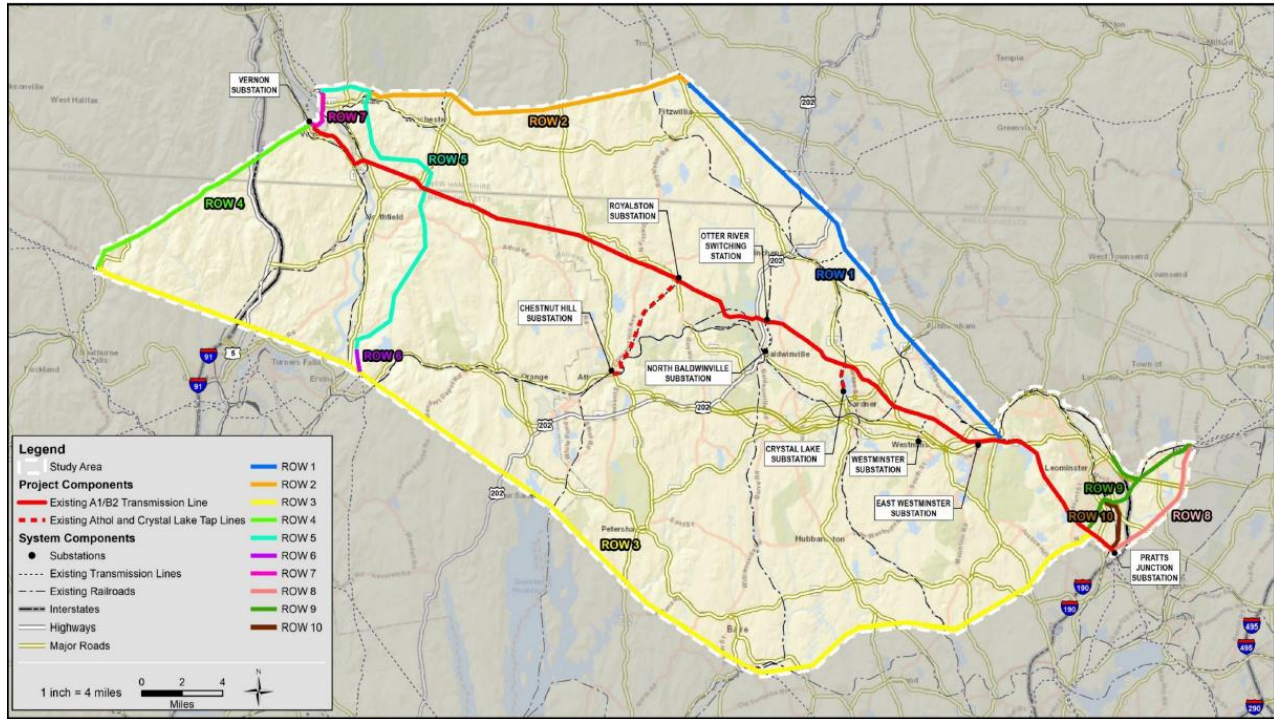
- Mantener la funcionalidad, operabilidad y fiabilidad del sistema
- Maximizar el uso de los corredores lineales existentes
- Minimizar los impactos sobre los recursos medioambientales
- Minimizar costes
- Limitaciones de construcción
- Minimizar los impactos en las zonas densamente desarrolladas

Fuente: Exh. NG-2, en 44.

La Compañía explicó que su principal consideración de ruta era la necesidad de mantener un suministro fiable de electricidad a los clientes en doce ciudades y pueblos de Massachusetts, así como conexiones intermedias y finales a las subestaciones atendidas por las líneas A1/B2 y las líneas de acceso (Exh. NG-2, en 44).

2. Identificación de posibles alternativas de ruta

Utilizando sus criterios de evaluación de rutas, la Compañía mapeó corredores lineales existentes dentro del Área de Estudio para desarrollar posibles rutas (Exh. NG-2, en el 45). La Compañía identificó numerosos corredores lineales mediante una revisión macro de mapas topográficos del Servicio Geológico de los Estados Unidos, datos del Sistema de Información Geográfica ("GIS") e imágenes aéreas dentro del Área de Estudio, incluyendo aquellos asociados con líneas de transmisión eléctrica, gasoductos de gas natural, ferrocarriles, carreteras y carreteras principales (Exposición NG-2, en el 45). La Compañía aplicó los criterios de evaluación de rutas para identificar corredores lineales existentes que podrían servir como una ruta alternativa potencialmente superior para parte o la totalidad del Proyecto (Exh. NG-2, en 53). La Compañía identificó diez corredores existentes de líneas aéreas de transmisión eléctrica como posibles opciones de ruta (Exh. NG-2, en el 45).

Figura 5: Posibles opciones de ruta dentro del área de estudio.

Fuente: Exh. NG-2, en 47.

3. Chequeo

La empresa explicó que su principal consideración de ruta era la necesidad de mantener un suministro fiable de electricidad a los clientes de doce ciudades y pueblos de Massachusetts, así como a las subestaciones de conexión intermedia y final atendidas por las líneas A1/B2 y las líneas de acceso (Exh. NG-2, en 44). Dado este requisito específico, la Compañía optó por utilizar un proceso cualitativo de selección en lugar de un enfoque cuantitativo más típico de puntuación de vía (Tr. 1, págs. 151-152).

El cribado inicial de los corredores lineales existentes por parte de la Compañía se centró en identificar corredores que pudieran proporcionar función y servicio del sistema a las doce comunidades atendidas por las líneas A1/B2 y permitir accesibilidad general para futuros mantenimientos o reparaciones (Exh. NG-2, en 53). La Compañía indicó que los corredores que no compartían la orientación generalmente sureste-noroeste de las líneas A1/B2, ni proporcionaban acceso a una subestación intermedia, fueron eliminados durante el cribado inicial (Exh. NG-2, en

53). La empresa eliminó las FILAS 5 y 7 como posibles alternativas, ya que están limitadas a Vermont (Exh. NG-2, en 53).

De los corredores lineales que quedaban para consideración, la Compañía explicó que las posibles variaciones de rutas consistían en ferrocarril, carretera, carreteras principales y la red vial local (Exh. NG-2, en 54). La Compañía revisó los corredores lineales restantes y determinó que no existían alternativas viables para la ruta del corredor de transmisión de las Líneas Existentes en su totalidad (Exh. NG-2, en 53; Informe de la compañía en la página 52). La Compañía evaluó entonces posibles variaciones en las rutas con un enfoque en minimizar las restricciones de ingeniería, construcción y futuras operaciones, así como posibles limitaciones ambientales naturales y sociales/desarrolladas (Exh. NG-2, en 54).

4. Selección de la ruta del proyecto de la empresa

La Compañía concluyó que ninguna ruta candidata aportaba mejoras en los criterios de evaluación de rutas o beneficios en comparación con la ruta propuesta que utiliza la fila de Líneas Existentes y Líneas de Tap (Exh. NG-2, en 59). La NEP sostiene que ninguna opción de ruta sería más corta, menos costosa ni tendría menos impacto global en los entornos humanos y naturales, manteniendo la función existente (Exh. NG-2, en 59; Informe de la compañía en la página 54). La Compañía decidió no desarrollar una ruta alternativa observada, ya que requeriría fondos significativos y causaría preocupaciones innecesarias entre los abutters cuando la Compañía no tiene intención de construir el Proyecto en esas áreas (Exh. NG-2, en 59; Informe de la compañía en las páginas 54-55).

NEP añadió que las filas de Líneas Existentes y Líneas de Tap han sido accedidas y mantenidas históricamente para las operaciones de NEP (Exh. NG-2, en 59). Aunque serían necesarias mejoras en las rutas de acceso como parte del Proyecto, NEP explicó que el uso de las líneas de acceso existentes y de las líneas de acceso también resultaría en el uso de una red establecida de rutas de acceso y terrenos ya limitados para este uso (Exh. NG-2, en 59). Finalmente, la NEP declaró que la ruta del Proyecto no requeriría la adquisición de nuevas líneas de transmisión ni la ampliación de la línea existente de la ROW, salvo la adquisición de

servidumbres de acceso de dos propietarios privados (Exh. NG-2, en 59).¹⁷ Por lo tanto, la Compañía no propone construir el proyecto en ninguna ruta alternativa que no sea a lo largo de los corredores de las Líneas Existentes y Taps (Exh. NG-2, en el 41). La Compañía concluyó que es factible construir el proyecto utilizando rutas alternativas; sin embargo, esto resultaría en un aumento de costes, retrasos en los plazos y nuevos y/o mayores impactos en los entornos humanos y naturales (Exh. NG-2, en 53-59).

C. Diversidad geográfica

La Compañía afirma que cualquier ruta alternativa factible debe seguir sirviendo a las subestaciones existentes y a doce emplazamientos y municipios de Massachusetts a lo largo del corredor de las líneas A1/B2, y debido a estas limitaciones, las rutas con una diversidad geográfica significativa no satisfarían la necesidad del Proyecto (Exh. NG-2, en el 41; Informe de la compañía en la página 50). No obstante, la Compañía representó que su proceso de selección de rutas evaluó un rango razonable de rutas potenciales y confirmó que no existe una ruta claramente superior (Exh. NG-2, en 58). La Compañía argumenta que eligió la ruta que mejor equilibraba consideraciones de fiabilidad, impactos medioambientales y costes (Exh. NG-2, en el 41; Informe de la compañía en la página 50).

D. Análisis y hallazgos sobre la selección de rutas

La Junta de Ubicación exige que los solicitantes consideren una gama razonable de alternativas prácticas de ubicación y que las instalaciones propuestas se ubiquen en lugares que minimicen costes e impactos medioambientales. En decisiones anteriores, la Junta de Ubicación ha encontrado varios criterios apropiados para identificar y evaluar opciones de ruta para líneas de transmisión e instalaciones relacionadas. Estos criterios incluyen impactos en los recursos

¹⁷ La empresa informó que se requieren derechos adicionales de acceso por servidumbre para cruzar la propiedad en 150 Great Wolf Drive en Fitchburg y que negoció esos derechos con el propietario, anticipando poder adquirir los derechos adicionales de servidumbre de acceso (Exhs. EFSB-LU-11; EFSB-LU-25). Además, la Compañía indicó que podrían ser necesarios permisos adicionales para los cruces de cables en los cruces ferroviarios de CSX en Sterling, Gardner y Athol, y que obtendría los permisos según fuera necesario (Exh. EFSB-LU-11).

naturales, en el uso del suelo, en las comunidades, en el coste y en la fiabilidad. GCEP en 86; Park City Wind, LLC, EFSB 20-01/D.P.U. 20-56/20-57, en la página 53 (2023) ("Park City Wind"); Beverly-Salem con 38-39.

La Compañía siguió un enfoque metodológico para identificar una ruta técnicamente factible desde el Área de Estudio, utilizando las ROWs existentes (específicamente, líneas de transmisión eléctrica, gasoductos de gas natural, ferrocarriles, autopistas y carreteras principales). La evaluación de la empresa se centró en si las rutas serían capaces de ofrecer servicio a las doce comunidades y subestaciones existentes atendidas por las Líneas Existentes. El registro muestra que el uso de rutas alternativas o variaciones distintas al corredor de la línea existente, compuesto por corredores lineales ya existentes, resultaría en mayores costes, retrasos en el calendario y nuevos o incrementados impactos en entornos humanos y naturales. La Compañía determinó que ninguna ruta alternativa potencial cumple con los criterios de evaluación de rutas ni ofrece beneficios comparables a la reconstrucción de las Líneas y Líneas de Grifo Existentes dentro de sus ROWs existentes, la ruta del Proyecto.

El enfoque de selección de rutas de la empresa empleó en este caso un proceso cualitativo de selección en lugar del método cuantitativo de puntuación de rutas común en los casos de la Junta de Ubicación. La Junta de Ubicaciones considera que las necesidades únicas en este caso de tener que conectar múltiples subestaciones intermedias y los puntos terminales de las líneas A1/B2 en la subestación Vernon y la subestación Sterling, apoyan la lógica de usar los corredores de las líneas existentes y las líneas de acceso. Este caso no requirió el análisis cuantitativo adicional observado en muchos otros casos de la Junta de Ubicación que emplean una metodología formal de puntuación de rutas. Aunque la metodología cualitativa de selección de rutas de la Compañía es aceptable en este caso, informamos a la Compañía y a otros solicitantes de la fuerte preferencia, en general, de la Junta de Ubicación por incluir un análisis de puntuación de rutas en el proceso de selección de rutas.

En algunos casos, la Junta de Ubicación ha considerado razonable la decisión de un solicitante de no considerar una ruta alternativa. Véase Colonial Gas Company d/b/a National Grid, EFSB 1601, en las páginas 28-29 (2016) ("Colonial 2016"); Colonial Gas Company d/b/a National Grid, EFSB 18-01/D.P.U. 1830, en las páginas 40-42 (2019) ("Colonial 2019"). La Junta

de Ubicación coincide con la Compañía en que una Ruta Alternativa Notificada no habría servido de utilidad en el caso en que no existiera una ruta alternativa factible y considera que no estaba justificada dadas las circunstancias aplicables al proyecto propuesto.

Basándose en el proceso de selección de rutas descrito anteriormente, la Junta de Ubicación concluye que la Compañía ha: (1) desarrollado y aplicado un conjunto razonable de criterios para identificar y evaluar rutas alternativas de manera que asegure que no hayan pasado por alto ni eliminado ninguna ruta que, en conjunto, sea claramente superior al proyecto propuesto; y (2) identificó una variedad de rutas de línea de transmisión como posibles rutas alternativas. En cuanto a la diversidad geográfica entre alternativas de ruta, dado que doce ciudades de Massachusetts dependen de las líneas A1/B2 para el servicio eléctrico, cualquier ruta alternativa factible debe seguir sirviendo a las subestaciones existentes a lo largo de la línea de acceso de líneas existentes; y debido a estas limitaciones, la Junta considera que las rutas con diversidad geográfica significativa no satisfarían la necesidad del Proyecto, eliminando el requisito de diversidad geográfica solo en este caso único. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que la Compañía ha demostrado que examinó un rango razonable de alternativas prácticas de ubicación.

VI. ANÁLISIS DE LA RUTA DEL PROYECTO

A. Estándar de revisión

Al implementar su mandato legal bajo G.L. c. 164, §§ 69H y 69J, la Junta de Ubicación exige que el peticionario demuestre que su instalación propuesta minimiza costes e impactos medioambientales, asegurando al mismo tiempo un suministro energético fiable. Beverly-Salem con 41-42; Andrew-Dewar en las páginas 44-45; New England Power Company d/b/a National Grid, EFSB 10-1/D.P.U. 10-107/10-108, en 39 (2012) ("Condado de Hampden"). Para evaluar la instalación propuesta, la Junta de Ubicación determina primero si el peticionario ha proporcionado suficiente información sobre los impactos medioambientales y las posibles medidas de mitigación para que la Junta de Ubicación pueda tomar dicha determinación. La Junta de Ubicación examina entonces los impactos ambientales de las instalaciones propuestas y determina: (1) si los impactos ambientales se minimizarán; y (2) si se lograría un equilibrio adecuado entre los impactos

ambientales en conflicto, así como entre los impactos ambientales, costes y fiabilidad. Mid Cape Reliability en 5051; Beverly-Salem con 41-42; Sudbury-Hudson en 78.

B. Descripción de la construcción del proyecto

La empresa declaró que el proyecto emplearía técnicas convencionales de construcción de líneas de transmisión eléctrica aérea (Exh. NG-2, en 63). La empresa enfatizó que completaría el proyecto en segmentos, reduciendo la duración de las actividades dentro de un segmento dado a menos que la duración total de la construcción (Exh. EFSB-A-1). La Compañía también señaló que asignaría un representante de alcance comunitario para informar a los propietarios y funcionarios municipales adyacentes sobre el progreso de la construcción (Exh. NG-2, en 68).

La Compañía declaró que primero implementaría la gestión de la vegetación para proporcionar acceso seguro a las ubicaciones propuestas de las estructuras para el paso de vehículos y equipos, y para el personal (Exh. NG-2, en 64). La gestión de la vegetación incluiría el corte o la eliminación de pequeños árboles y arbustos, así como la poda de árboles para mantener las separaciones necesarias entre la vegetación y las estructuras y conductores de la línea de transmisión (Exh. NG-2, en el 64). En segundo lugar, la Compañía implementaría controles de erosión y sedimentos de acuerdo con sus Mejores Prácticas de Gestión ("BMPs") y los planes aprobados y requisitos de permisos (Exh. NG-2, en 64).

Tercero, la Compañía establecería el acceso físico mediante la mejora de accesos existentes o históricos, la colocación temporal de alfombrillas de construcción y la construcción de nuevos accesos cuando fuera necesario (Exposición NG-2, en 65). La Compañía minimizaría los impactos en la construcción trasladando equipos de construcción en las vías existentes y utilizando el acceso existente cuando fuera posible (Exh. NG-2, en 65). En cuarto lugar, la Compañía construiría plataformas de trabajo para proporcionar un área de trabajo segura y nivelada para trabajos de cimentación y montaje de estructuras, así como para la construcción de líneas vivas (Exh. NG-2, en el 66). La Compañía establecería áreas temporales de almacenamiento, preparación y colocación; estas áreas suelen situarse en propiedades previamente desarrolladas, donde se pueden evitar los recursos ambientales (Exh. NG-2, en el 66).

Quinto, la Compañía declaró que reemplazaría las estructuras existentes por nuevas estructuras monopolo, directamente incrustadas en el suelo o colocadas sobre cimientos de cajones de hormigón armado (Exh. NG-2, en el 66). La Compañía consideraría tipos alternativos de cimentación si las condiciones del sitio lo justifican (Exh. NG-2, en el 66). En sexto lugar, la empresa instalaría aisladores en las nuevas estructuras y, posteriormente, en el OPGW y los conductores de potencia (Exh. NG-2, en el 67).

Tras la puesta en servicio de las nuevas líneas y líneas de grifos, la última fase de construcción de la empresa eliminaría las torres de celosía de acero existentes con un corte hidráulico y retiraría por completo las estructuras de postes de madera, a menos que su retirada completa causara impactos adversos en áreas ambientalmente sensibles (Exh. NG-2, en el 67). Finalmente, la Compañía retiraría los escombros de la construcción y realizaría la nivelación final y estabilización del suelo perturbado, retiraría dispositivos temporales de control de sedimentos, restauraría muros y vallas de piedra existentes, instalaría puertas permanentes y controles de acceso a carreteras, y restauraría áreas de recursos ambientales (Exh. NG-2, en 68). La construcción de todas las fases del Proyecto duraría aproximadamente 43 meses (Exposición NG-2, en 87).

C. Impactos medioambientales

1. Recursos terrestres

a. Descripción de la empresa

La ruta del proyecto se encuentra íntegramente dentro de las ROWs existentes en servidumbres NEP o en terrenos propiedad en fee (Exh. NG-2, en 61, 70). NEP construiría el proyecto dentro de estas ROWs, utilizaría rutas de acceso utilizadas históricamente y construiría dos nuevas vías de acceso fuera de ROW (Exh. NG-2, en 70). La Compañía informó que no necesitaría adquirir propiedades adicionales para el Proyecto, pero sí adquirir servidumbres para las dos nuevas vías de acceso fuera de la fila (Exh. NG-2, en 70). Además, la Compañía sostiene que la construcción del proyecto no alteraría permanentemente los usos del suelo colindantes con la ruta del proyecto (Exh. NG-2, en 70, 72; Informe de la compañía en la página 57). La empresa recalcó que construiría las Nuevas Líneas y Líneas de Acceso de acuerdo con la infraestructura de servicios existentes y circundantes y los usos actuales del suelo (Exh. NG-2, en 72).

La empresa documentó (usando MassGIS y datos de campo) doce tipos de usos del suelo dentro de las ROWs del Proyecto y dentro de un radio de 300 pies de las ROWs (Exh. NG-2, en 62-63). La Compañía también señaló dos receptores sensibles situados a menos de 55 pies del ROW, es decir, las estaciones de bomberos y policía situadas en el mismo edificio en Royalston (Exh. NG-2, en 72). La Tabla 2, a continuación, enumera estos tipos de uso del suelo y la superficie correspondiente.

Tabla 2: Usos del suelo dentro de las ROWs del proyecto y dentro de unos 300 pies de las ROWs.

Tipo de uso del suelo	Ruta del Proyecto (Acres)	
	Dentro de las filas	A menos de 300 pies de las filas
Agricultura/Horticultura	2	19
Comercial	3	29.5
Propiedad exenta¹⁸	395	1,552
Propiedad forestal	32	195
Industrial	80	184
Uso mixto	66	198
Propiedad recreativa	1	8
Residencial	139	719
Vacante	85	416
Transporte	19	117
Desconocido¹⁹	2	13
Agua	3	27
Total	829	3,479

Fuente: Exh. NG-2, en 70-71.

La Compañía identificó 37 terrenos de espacios abiertos protegidos dentro o adyacentes a los proyectos de acceso a la tierra, que cubren un total de 1.739 acres (Exh. NG-2, en 75). La

¹⁸ La empresa afirmó que la mayor parte de las propiedades exentas que rodean la ruta del Proyecto están densamente boscosas (Exposición NG-2, en el 85).

¹⁹ Según MassGIS, el *Desconocido* Clasificación de uso pertenece a parcelas que no enlazan con un registro del tasador. Véase: <https://www.mass.gov/info-details/massgis-data-2016-land-coverland-use-full-documentation>.

Compañía explicó que las tierras son de propiedad federal, estatal, privada, municipal y sin ánimo de lucro, y se utilizan para recreación, conservación, protección de hábitats, protección del suministro de agua y fines culturales e históricos (Ex. NG-2, en 75). La mayoría de las actividades de construcción del proyecto se llevarían a cabo dentro de las ROWs existentes para minimizar los impactos en los espacios abiertos adyacentes (Exh. NG-2, en 75). La Compañía realizaría mejoras en los accesos existentes y construiría nuevas vías de acceso dentro de las servidumbres de la Compañía en tierras forestales estatales (Exh. NG-2, en 75). Específicamente, la ruta del Proyecto incluiría una ruta de acceso en el Bosque Estatal de Warwick, que pertenece al Departamento de Conservación y Recreación ("DCR"), donde se propone que el Proyecto se ubice junto con el Sendero Nacional Escénico de Nueva Inglaterra aproximadamente 2.300 pies (RR-EFSB-2(1) en 14). DCR posee y gestiona cuatro bosques estatales que cubren 79,5 acres dentro de los ROWs del Proyecto y 378 acres a menos de 300 pies de los ROWs (Exh. NG-2, en 75). El proceso de disposición del Artículo 97 no es necesario para la construcción del proyecto en la servidumbre preexistente de la Compañía (Éx. NG-2, en 75; Informe de la compañía en la página 60). La Compañía ha recibido un permiso de acceso de construcción de DCR para sus mejoras de acceso fuera de la ROW propuestas (RR-EFSB-4(S-1) en 2; Exh. NG-2, en 75; Informe de la compañía en la página 60).

Como se indica en la Tabla 2, arriba, las ROWs del Proyecto atraviesan principalmente Propiedades Inmentas y Forestales. Para proporcionar un área segura para la construcción, el mantenimiento futuro y la operación, y para garantizar la fiabilidad de las nuevas líneas y grifos, NEP eliminará árboles en ubicaciones seleccionadas a lo largo de los bordes de las filas existentes del Proyecto de la siguiente manera:

- La fila de Líneas Existentes está actualmente despejada de vegetación alta y leñosa, que alcanza aproximadamente 85 pies de ancho de media a lo largo del corredor. La NEP propone eliminar árboles en lugares seleccionados para mantener aproximadamente 100 pies de su ROW, de 100 a 450 pies de ancho.
- Actualmente, la fila Athol Taps está despejada de vegetación alta y leñosa, de aproximadamente 115 pies de ancho en todo el corredor. La NEP propone eliminar árboles en lugares seleccionados para mantener aproximadamente 125 pies de su ROW, que tiene 125 pies de ancho.

- Actualmente, la fila Crystal Lake Taps está despejada de vegetación leñosa alta hasta aproximadamente 85 pies de ancho en todo el corredor. La NEP propone eliminar árboles en lugares seleccionados para mantener aproximadamente 100 pies de su ROW, de 100 pies de ancho.

Fuente: Exh. NG-2, en 77.

La empresa declaró que la tala de árboles asociada al Proyecto resultaría en 131,2 acres de impactos permanentes, de los cuales 14 acres serían áreas de recursos húmedos (RR-EFSB-2(1) en 4). Además, 100 acres estarían dentro de las ROWs del Proyecto y 31,2 acres estarían fuera de ROW (Exh. NG-2, en 78).²⁰ La NEP explicó que la eliminación de árboles permitiría nuevas y mejoradas y restablecidas vías de acceso en áreas donde el acceso en la fila causaría mayores impactos en los humedales y el tráfico (Exh. NG-2, en 78). La Compañía añadió que ensanchar o nivelar el acceso histórico, o construir nuevos accesos, requeriría una tala de árboles más extensa (Exposición NG-2, en 78). En coordinación con DCR y Mass Audubon, la Compañía se ha comprometido con la mitigación compensatoria, así como la plantación de árboles en áreas pobladas de EJ y medidas de restauración forestal de suelos y vegetación (RR-EFSB-2(1) en la página 16).

En general, la Compañía enfatizó que su gestión continua de la vegetación en la Línea Existente redujo sustancialmente la necesidad de talar árboles adicionales para la construcción del proyecto (Exh. NG-2, en 79). Además, la Compañía declaró que desarrollaría un paquete final de mitigación relativo a la gestión de la vegetación que abordaría las condiciones de permisos federales, estatales y locales requeridas y las preocupaciones de las agencias, y que, si fuera necesario, utilizaría especies de plantas autóctonas para complementar el restablecimiento de la vegetación (Exh. NG-2, en 79).

La empresa indicó que la ruta del Proyecto contiene hábitat para nueve especies incluidas en la lista estatal según el Programa de Patrimonio Natural y Especies en Peligro de Massachusetts ("NHESP") y que el área del Proyecto podría incluir cuatro especies listadas a nivel federal según la Información del Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los Estados Unidos para Planificación y

²⁰ La Compañía indicó que su estimación de la superficie en el ROW se basa en la cobertura aproximada existente del dosel arbóreo (Exh. NG-2, en 78).

Consulta²¹ (Exposición NG-2, en el 82). La Compañía declaró que las mejoras de acceso y la construcción de nuevas plataformas de acceso y de trabajo alterarían temporal y de forma permanente los hábitats de la fauna dentro de las Áreas de Acceso del Proyecto (Exh. NG-2, en el 82). La Compañía declaró que 86 acres, o el 8,2 por ciento de la ROW, se encuentran en hábitat de especies raras, y que la Compañía eliminaría seis acres de árboles en hábitats prioritarios (Exh. NG-2, en el 82). En total, la Compañía indicó que el proyecto tendría un impacto permanente en 12,9 acres de terreno elevado en hábitat prioritario debido a las mejoras en el acceso y las plataformas de trabajo (Exh. NG-2, en el 82).

La Compañía afirmó que, cuando fuera factible, utilizaría la información del hábitat para minimizar los impactos en especies raras y limitaría las plataformas de trabajo y el alcance del acceso al tamaño mínimo requerido para la seguridad laboral (Exh. NG-2, en el 82). La Compañía declaró que, en colaboración con NHESP, estaba desarrollando medidas de mitigación para todas las especies asociadas a la ruta del Proyecto (Exh. NG-2, en el 82; Informe de la compañía en las páginas 68-69). La Compañía ha propuesto preventivamente BMPs de acuerdo con aprobaciones previas del NHESP para proyectos similares que incluyen un programa de formación y concienciación para contratistas, limitaciones específicas del año para la construcción y el mantenimiento, así como un monitor aprobado por el NHESP en el lugar siempre que se realice trabajo en áreas prioritarias cartografiadas por hábitat (Exh. NG-4, en 78-81). La Compañía ha estado trabajando activamente con la NHESP para evitar y minimizar los impactos en las especies incluidas en la lista estatal (RR-EFSB-2(1) a la página 30). NHESP prevé que el proyecto resultaría en una "captura" tanto de la tortuga de madera como de una parte de las poblaciones de violetas de arena debido a la colocación directa de madera (RR-EFSB-2(1) en 9, 30). NHESP emitió un Permiso de Conservación y Gestión en diciembre de 2025 que autorizaba la "Captura" de ambas especies con la condición de que la Compañía cumpliera con los estándares de rendimiento asociados (RR-EFSB-4(S-1)(2) en la página 1)..

²¹ Las nueve especies incluidas en la lista estatal incluyen dos reptiles, un anfibio, dos invertebrados, tres aves y una planta (Exposición NG-2, en el 82). Las cuatro especies incluidas a nivel federal incluyen un mamífero amenazado, un insecto candidato, una planta en peligro y una planta amenazada (Éx. NG-2, en el 82).

La Compañía determinó que el área del proyecto incluye 60 yacimientos arqueológicos a menos de un kilómetro de las líneas centrales de las Líneas Existentes y Tap; 14 son nativos americanos y 46 son sitios arqueológicos históricos (Exh. NG-2, en 76). Se encontró que Royalston, Winchendon y Fitchburg tenían concentraciones más densas de yacimientos arqueológicos (Exh. NG-2, en 76). La Compañía también señaló ocho propiedades inscritas en el Registro Nacional de Lugares Históricos a menos de un kilómetro de las líneas centrales, dos de las cuales intersectan la ruta del Proyecto (Exh. NG-2, en 76). Además, las líneas existentes atraviesan el Distrito Histórico de Royalston (Exh. NG-2, en 77). La Compañía declaró que no existen Áreas de Preocupación Ambiental Crítica ("ACECs") dentro de las ROWs del Proyecto ni a menos de 300 pies de las ROWs (Exh. NG-2, en 73).

A petición de la Comisión del Distrito Histórico de Royalston, la Compañía trasladó dos estructuras propuestas (261 y 262) para reducir sus posibles impactos visuales en el distrito (Exh. EFSB-V-3). La Compañía también declaró que la Comisión Histórica de Massachusetts no solicitó análisis visual para el Proyecto (Exh. EFSB-LU-14). La Compañía declaró que ha estado coordinándose con el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos ("USACE") y la Comisión Histórica de Massachusetts para incorporar medidas de evitación y minimización, según sea necesario, respecto a recursos culturales potencialmente elegibles o catalogados en el Registro Nacional de Lugares Históricos (Exhs. EFSB-LU-16; Informe de la compañía en el 61). Si fuera necesario, la Compañía reconoció que financiaría la mitigación, adquiriría terrenos asociados y, en coordinación con su contratista, supervisaría la implementación de la mitigación (Exh. NG-5, en 63). La Compañía añadió que detallaría cualquier medida requerida de protección o evasión de recursos en un Plan de Evasión y Protección, y que especificaría procedimientos para manejar descubrimientos imprevistos durante la construcción en un Plan de Descubrimientos Post-Revisión (Exh. NG-2, en 77).

b. Análisis y hallazgos sobre los recursos terrestres

El registro muestra que la ruta del Proyecto estaría situada íntegramente dentro de las ROWs existentes. La longitud significativa del proyecto y su ubicación cerca de áreas densamente boscosas requerirían aproximadamente 100 acres de tala de árboles dentro de las ROWs, y 31

acres en rutas de acceso fuera de ROW con servidumbres previas. El registro demuestra que las prácticas continuas de gestión de vegetación en vías de acceso de la Compañía redujeron la cantidad de nuevos desmontajes necesarios para la construcción y la operación segura del Proyecto. En la Línea ROW existente, el proyecto ampliaría las áreas despejadas existentes de una anchura media de 85 pies a una propuesta de 100 pies, con aumentos similares en la anchura despejada de las líneas Athol y Crystal Lake Tap Line. Las implicaciones en invernadero de la eliminación prevista de árboles, y el Proyecto en su conjunto, se discuten en la Sección VI.C.6(a), más abajo. Para compensar los impactos de la eliminación de árboles, la Compañía implementará medidas de mitigación de carbono en los bosques estatales y en la población de la zona de EJ.

El registro muestra que el Proyecto no requeriría que la Compañía obtuviera la propiedad de propiedades adicionales, sino que requeriría dos servidumbres para el acceso a nuevas vías de acceso. El registro también muestra que la ruta del Proyecto no alteraría permanentemente los usos del suelo colindantes.

Aunque la construcción se realizaría casi exclusivamente en los ROW existentes y en las rutas de acceso históricamente utilizadas, cierta actividad tendría lugar en tierras forestales estatales propiedad de DCR, específicamente dentro del Bosque Estatal Warwick para la construcción de rutas de acceso fuera de ROW. La empresa ha obtenido un permiso de acceso a la construcción de DCR para trabajos relacionados y no necesitaría la legislación del Artículo 97. También se realizaría construcción dentro del hábitat de nueve especies incluidas en la lista estatal y posiblemente cuatro especies listadas a nivel federal. Para minimizar los impactos en las especies incluidas en la lista estatal, la Compañía respetaría las restricciones de construcción durante la época del año, realizaría formación a contratistas y contaría con un monitor aprobado por la NHESP en las áreas prioritarias cartografiadas durante la construcción. La Compañía limitaría las áreas de trabajo al tamaño mínimo requerido para un acceso y construcción seguros. La empresa también colaboraría con NHESP durante la construcción en la mitigación de la "captura" de la tortuga de madera y de una parte de las poblaciones de violetas de arena en el área del proyecto, y cumpliría con los estándares de rendimiento asociados de su Permiso de Conservación y Gestión del NHESP.

El registro muestra que las ROWs del Proyecto y el área dentro de 300 pies de las ROWs no incluirían ACECs. Sin embargo, hay numerosos yacimientos arqueológicos en la zona del Proyecto, y el ROW atraviesa el Distrito Histórico de Royalston. El expediente muestra que la Compañía ya ha abordado la solicitud de la Comisión del Distrito Histórico de Royalston para reubicar las estructuras de las líneas de transmisión y mitigar los impactos visuales. La Compañía ha estado coordinando con USACE y la Comisión Histórica de Massachusetts para mitigar los impactos si es necesario y planea evitar recursos históricos y desarrollar procedimientos para manejar el descubrimiento de recursos culturales o históricos inesperados.

Con estas medidas, además de la propuesta de mitigación de árboles por la Compañía, la Junta de Ubicación considera que los impactos sobre los recursos terrestres han sido abordados adecuadamente.

2. Recursos hídricos y humedales

a. Descripción de la empresa

La Compañía identificó 262 acres de humedales y elementos acuáticos (es decir, humedales, arroyos y charcas temporales certificadas) dentro de las ROWs del Proyecto y 74 acres junto con los ROWs del Proyecto (Exh. NG-2, en el 80). NEP explicó que la construcción del proyecto resultaría en 38 acres de impactos temporales en humedales, nueve acres en impactos secundarios en árboles y 0,05 acres de impactos permanentes por relleno (Exh. NG-2, en el 81). La Tabla 3, a continuación, resume estos elementos acuáticos y el alcance de los impactos previstos. En cuanto a minimización, la empresa declaró que modificó el diseño del proyecto dentro de las áreas de recursos humedales para reducir la tala de árboles en 6,8 acres, la alfombra temporal de construcción en 12,7 acres, así como la retirada de 14 estructuras de cajones de BVW (RR-EFSB-2(1) en la página 18).

La Compañía declaró que minimizaría la perturbación de los humedales implementando técnicas forestales adecuadas, y que antes de la tala, poda y segado de árboles, marcaría claramente los límites de los humedales para evitar el acceso no autorizado de vehículos (Exh. NG-2, en 79). La Compañía añadió que preservaría la vegetación autóctona en y adyacente a los humedales cuando fuera posible (RR-EFSB-2(1) en la página 18).

Tabla 3: Humedales, cursos de agua y charcas temporales asociados al proyecto.

Recursos	Unidades	Humedales existentes a lo largo de la ruta del proyecto		Impactos previstos (pie cuadrado)		
		FILA	Fuera de fila	Temporal	Secundaria	Permanente
Humedales²²	Acres	169	16	38 acres	9 acres	2,302
Arroyos (perennes)	Número	49	15	13,068	8,712	0
Arroyos (Intermitentes)	Número	43	37	3,071	4,356	79
Charcas Estacionales Certificadas	Número	1	6	1,003	0	0

Fuente: Exh. NG-2, a 80.

Además de los impactos directos en los humedales, la Compañía también presentó los impactos previstos del proyecto en áreas y zonas de amortiguamiento de recursos humedales, como se resume en la Tabla 4, a continuación. Estas áreas incluyen Banco Interior, Tierras Bajo Cuerpos de Agua y Vías Fluviales ("LUWW"), Tierras Fronterizas Sujetas a Inundaciones ("BLSF") y Área Ribereña ("RA") (RR-EFSB-2(1) en 10).

²² Estos humedales incluyen todos los Humedales Vegetados Fronterizantes delimitados por campos ("BVW") dentro y adyacentes a los ROWs del Proyecto.

Tabla 4: Resumen de los impactos previstos en las áreas de recursos y zonas de amortiguamiento de humedales.

Tipo de impacto	Actividad	Área de impacto (pies cuadrados)					
		BVW	Zona de amortiguamiento de 100 pies de BVW	Banco	LUWW	BLSF	RA de 200 pies
Alteración temporal	Tapetes de construcción	1,645,153	609,509	3,378	17,217	223,662	451,840
Alteración permanente	Eliminación de árboles-conversión de tipo de cobertura vegetal	403,366	2,021,185	28,714	0	106,286	605,048
	Mejora/Calificación de Acceso	0	3,954,772	0	0	65,973	1,010,480
Impacto permanente	Reemplazos de estructuras	2,246	10,160	0	79	726	3,561

Fuente: RR-EFSB 2(1) en la página 10.

Para desarrollar un paquete de mitigación para los impactos en humedales, la Compañía ha contactado con la USACE, el Departamento de Protección Ambiental de Massachusetts ("MassDEP") y la NHESP (Exh. NG-2, en el 81).

Además, la Compañía ha recibido Órdenes de Condiciones de las comisiones de conservación de todos los municipios jurisdiccionales y, tras la construcción, prepararía una solicitud para cada comisión de Certificados de Cumplimiento (Exh. NG-2, en el 81). La empresa declaró que replicaría el BVW para mitigar el relleno permanente²³ y diseñaría almacenamiento compensatorio para mitigar 76,6 yardas cúbicas de relleno en el BLSF (RR-EFSB-2(1) en el 18).

²³ La Compañía señaló que la replicación sería 1:1 excepto en Aguas de Recursos Sobresalientes, donde sería 2:1 (RR-EFSB-2(1) en 18).

La Compañía también informó que el Proyecto requeriría una Variación de Calidad del Agua 401 conforme al 314 CMR 9.08 porque utilizaría relleno temporal para facilitar el acceso a dos estructuras situadas en humedales situados a menos de 400 pies de la Marca Ordinaria de Agua Alta de un Suministro Público de Agua de Clase A (RR-EFSB-2(1) en 12).

La Compañía informó que implementaría restauración in situ para las áreas temporalmente afectadas por alfombras de construcción, ya que las alfombras temporales necesarias para el acceso a las vías de acceso y protección de áreas de recursos humedales no cumplirían con los estándares de rendimiento de la Ley de Protección de Humedales de Massachusetts²⁴ (según 310 CMR 10.00) (RR-EFSB-2(1) en las páginas 11, 18). La empresa limpiaría las esteras utilizadas en humedales que contienen especies invasoras antes de trasladarlas a otras áreas de trabajo o humedales (RR-EFSB-2(1) en la página 18).

Finalmente, la Compañía analizó los impactos previstos del Proyecto en el suministro público de agua, como se resume en la Tabla 5 a continuación. En general, la Compañía sostiene que los impactos en estos suministros públicos de agua serían insignificantes y generados únicamente por actividades de construcción (por ejemplo, mejoras en carreteras de acceso, cimentación de cajones e instalación directa de postes empotrados para estructuras, y alfombras de construcción para proteger humedales y arroyos) (Exhs. NG2, en la página 83; NG-4, en las páginas 72-73; Informe de la compañía en la página 69). La línea A1/B2 existente incluye dos tramos con estructuras situadas en humedales dentro del barril de 400 pies de la zona de marea alta de los embalses Notown y Fall Brook, ambos de Clase A para el suministro público de agua y ORWs (Exh. NG-6, en 16). Además, el proyecto requeriría la eliminación de dos estructuras existentes en tierras altas, lo que requeriría la colocación de relleno temporal en humedales dentro del área de amortiguamiento de 400 pies del embalse Fall Brook (Exposición NG-6, en 16). La

²⁴ Los Certificados DEIR y FEIR del Secretario explican que tal incumplimiento es permisible debido al estatus de Proyecto Limitado del Proyecto conforme a 310 CMR 10.53(3)(d), que también exige que la Compañía realice mitigaciones sujetas a la aprobación de las comisiones de conservación jurisdiccionales (Exhs. NG-4, en 19; NG-6, en las 15; RR-EFSB-2(1), en 10).

Compañía requeriría una excepción conforme a la 314 CMR 9.08 para trabajos dentro de estas áreas de amortiguamiento, incluyendo la colocación de relleno temporal (Exh. NG-6, en 16).

Tabla 5: Resumen de los impactos previstos del proyecto en los suministros públicos de agua.

Acres	Designación/ubicación de suministro público de agua
148	Zonas de Protección de Cabezas de Pozo de la Zona II ("WPAs") – 1 en Athol; 1 en Leominster
26	Acuífero de la Cuenca del Río Miller
412	<u>En ocho aguas de recursos destacados:</u> Crystal Lake, Goodfellow Pond, Simonds Pond, Notown Reservoir, Distributing Reservoir, Morse Reservoir, Fall Brook Reservoir, Perley Brook
988.5	Cuencas hidrográficas de Nashua y Miller Water Supply
1	<u>A lo largo de cuatro embalses:</u> Crystal Lake, Embalse Fall Brook, Embalse Notown, Embalse Perley Brook

Fuente: Exh. NG-2, en el 84.

La Compañía indicó que se requeriría una licencia del Capítulo 91 para trabajos de proyecto situados en el afluente Perley Brook, bajo el Programa de Vías Navegables MassDEP (RR-EFSB-2(1) en las páginas 13, 18). Para gestionar la vegetación en las áreas públicas de suministro de agua, la Compañía declaró que seguiría los procedimientos destacados en su plan de gestión de la vegetación, que son los mismos que los que actualmente se utilizan en las ROWs existentes (Exh. NG-2, en el 85). La Compañía declaró que implementaría rutinariamente monitores de cumplimiento medioambiental para garantizar que la construcción civil, así como las medidas de control de erosión y sedimentos, sean coherentes con los permisos gubernamentales (Exh. NG-2, en 68-69). La empresa informó que requeriría a los contratistas de construcción coordinarse con los monitores de cumplimiento medioambiental, garantizar el cumplimiento de los requisitos de permisos y proporcionar formación y orientación a los miembros de las cuadrillas de construcción sobre el cumplimiento de permisos y compromisos de mitigación de construcción (Exh. NG-2, en 69).

b. Análisis y hallazgos sobre el impacto del agua y los humedales

El registro muestra que el proyecto afectaría a los recursos hídricos y a los humedales, incluyendo impactos temporales, secundarios y permanentes. La empresa se ha esforzado por minimizar los impactos en los humedales en el diseño de su proyecto y también se ha comprometido a minimizar los impactos durante la construcción. La Compañía se ha comprometido a mantenerse activamente implicada en las conversaciones en curso con el USACE, MassDEP y NHESP, y ha recibido Órdenes de Condiciones de todas las comisiones locales de conservación para las presentaciones requeridas de humedales y medidas de mitigación. El registro también estableció varias técnicas de mitigación que la NEP implementaría (por ejemplo, replicación, restauración in situ y preservación de la vegetación autóctona).

El registro también muestra posibles impactos en los recursos hídricos, aunque estos impactos serían temporales y relacionados con la construcción. Para trabajos relacionados con el afluente Perley Brook o cualquier trabajo que requiera una licencia del Capítulo 91, la NEP coordinaría con el Programa de Vías Navegables MassDEP para obtener la licencia. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que coordine rápidamente con el Programa de Vías Navegables de MassDEP para determinar la necesidad de una o más licencias bajo el Capítulo 91 y que solicite con prontitud cualquier licencia requerida, si es necesario. La Compañía también emplearía prácticas para minimizar los posibles impactos en la duración de la construcción en las vías fluviales y áreas de suministro de agua. En consecuencia, la Junta de Ubicación considera que los impactos en los recursos hídricos y los humedales se minimizarían.

3. Ruido

a. Descripción de la empresa

La empresa declaró que los impactos del ruido se limitarían al periodo de construcción (Exh. NG-2, en 87). La Compañía indicó que limitaría las actividades de construcción y entregas relacionadas a 7 a.m. a 7 p.m. entre semana, y a 8 a.m. a 5 p.m. los sábados; La NEP añadió que no realizaría obras los domingos ni en festivos estatales o federales (Exh. NG-2, en 68). Sin embargo, la Compañía subrayó que no podría detener ciertas tareas (por ejemplo, vertidos de hormigón, encordado de líneas de transmisión) una vez iniciadas, y que podría necesitar extender el trabajo más allá del horario normal en esas circunstancias (Exh. NG-2, en 68). La Compañía declaró que

coordinaría estrechamente con los municipios afectados para desarrollar horarios de trabajo mutuamente acordados (Exh. NG-2, en 68).

Dependiendo de la actividad específica y la distancia respecto a la ruta del Proyecto, la construcción podría generar entre 65 decibeles ponderados en A ("dBA") y 98 dBA en las 329 viviendas situadas a menos de 300 pies de la fila del Proyecto; la empresa declaró que el impacto máximo de ruido a 300 pies sería de 83 dBA (Exh. NG-2, en 90). Según la Compañía, la residencia más cercana al Proyecto ROW, en Westminster, está a 28 pies, y un total de 86 viviendas están a menos de 100 pies del ROW, otras 120 viviendas a menos de 200 pies y otras 123 residencias a menos de 300 pies (Exh. NG-2, en 90). Sin embargo, la Compañía explicó que los niveles típicos de sonido en las residencias adyacentes serían temporales e intermitentes (Exh. NG-2, en 90). La Tabla 6, a continuación, enumera los rangos estimados de dBA asociados a las actividades de construcción previstas del Proyecto.

Tabla 6: Intervalos estimados de dBA para actividades de construcción en intervalos sucesivos de distancia desde la fuente.

Descripción de la actividad	50 pies	100 pies	200 pies	300 pies
Eliminación de vegetación y corte de hileras	84 a 98	78 a 92	72 a 86	69 a 83
Instalación de cimientos y estructuras	80 a 90	74 a 84	68 a 78	65 a 75
Instalación de conductores y cables de blindaje	80 a 93	74 a 87	68 a 81	65 a 78
Retirada y eliminación de componentes existentes de la línea de transmisión	80 a 90	74 a 84	68 a 78	65 a 75
Restauración del ROW	80 a 90	74 a 80	68 a 78	65 a 75

Fuente: Exh. NG-2, en 89-90.

La empresa preveía que no sería necesario volar para el proyecto (Exposición NG-2, en el 67). La empresa también prevé que el proyecto no requerirá trabajos con helicópteros, aunque NEP se reservó el derecho a reconsiderar según los métodos propuestos por los proveedores de

construcción (Exh. NG-2, en el 67).²⁵ La Compañía añadió que alertaría a Abutters antes de cualquier trabajo con helicóptero (Tr. 1, en 149).

La empresa declaró que mitigaría los impactos del ruido basado en la construcción utilizando silenciadores de equipos y manteniendo el equipo de construcción para proporcionar el rendimiento más silencioso posible (Exh. NG-4, en 122). Además, la empresa declaró que apagaría la maquinaria de construcción cuando no se usara y limitaría el ralenti del vehículo a no más de cinco minutos cuando fuera factible (Exhs. NG-2, en 91; NG-4, en 158). La Compañía también informó que mitigaría el impacto de equipos ruidosos en lugares sensibles empleando apantallamiento o distancia de amortiguamiento, y localizando fuentes de ruido en funcionamiento continuo (por ejemplo, generadores de aire y compresores) alejados de áreas pobladas cuando fuera factible (Exhs. NG-2, en 91).

La Compañía señalaría las actividades de alto volumen anticipadas en la página web del Proyecto y en las notificaciones habituales por correo del Proyecto a los residentes adyacentes (Exh. EFSB-NO-4). La Compañía abordaría cualquier queja relacionada con el ruido relacionado con la construcción considerando ajustes de calendario y mediante medidas adicionales de mitigación implementadas caso por caso y según las condiciones asociadas del lugar (Exhs. EFSB-NO-6; EFSB-NO-10).

b. Análisis y hallazgos sobre el ruido

El registro muestra que el equipo de construcción para el proyecto podía generar entre 65 y 98 dBA a menos de 300 pies del ROW, siendo las actividades más ruidosas la eliminación de vegetación y el segado del ROW. No obstante, el registro muestra que la Compañía reduciría los impactos mediante medidas típicas de mitigación basadas en equipos y blindaje y

²⁵ Si se requiriera trabajo con helicópteros, la empresa declaró que el ruido generado a nivel del suelo oscilaría entre 85 y 95 dBA en el borde de la ROW, adyacente a la obra (RR-EFSB8). La empresa declaró que para cualquier sección de tirón de cable individual, el trabajo en helicóptero duraría entre 14 y 20 días (RR-EFSB-8). La Compañía señaló que la instalación asistida por helicóptero de cuerdas de tirada en un lugar determinado normalmente tardaría menos de cinco minutos por punto de unión de cable (RR-EFSB-8). La compañía añadió que los helicópteros volarían linealmente a lo largo de la línea de transmisión, evitando el vuelo directo sobre abutters residenciales (Tr. 1, en 148).

amortiguamiento. La Compañía se compromete a cumplir con el horario laboral de 7 a.m. a 7 p.m. entre semana y de 8 a.m. a 5 p.m. los sábados. Además, el registro muestra que no se prevé ni voladuras ni el uso de helicópteros para la construcción del proyecto. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que consulte con cada municipio afectado para determinar si pueden ser deseables y mutuamente aceptables limitaciones adicionales de horas de trabajo.

Para mitigar posibles impactos del ruido, la Junta de Ubicación ordena a la Compañía limitar el horario de obras del Proyecto a las 7:00 a.m. a 7:00 p.m. de lunes a viernes, y de 8:00 a.m. a 5:00 p.m. los sábados. El horario normal de trabajo en la construcción no incluirá domingos ni festivos estatales o federales. Si la Compañía necesita ampliar las horas de trabajo de construcción más allá de las horas y días mencionados anteriormente, salvo circunstancias de emergencia que requieran horas extendidas, deberá solicitar permiso por escrito a la autoridad municipal correspondiente (o autoridades) antes de comenzar dichos trabajos y proporcionar a la Junta de Ubicación una copia de dicho permiso. Si la Compañía y los funcionarios municipales no se ponen de acuerdo sobre si deben realizarse dichas horas de construcción ampliadas, la Compañía podrá solicitar autorización previa a la Junta de Ubicación y proporcionará al municipio (o municipios) asociado una copia de dicha solicitud. El trabajo que requiera una duración continua mayor que las horas normales de construcción estará exento de esas horas. La Compañía deberá informar de inmediato a la Junta de Ubicación y a la autoridad municipal correspondiente (o autoridades) de cualquier trabajo de emergencia que ocurra fuera del horario normal de construcción. La Junta de Ubicación anima a la Compañía a mitigar el ruido de construcción en las cercanías de los residentes y receptores sensibles durante la obra, en la medida de lo posible.

La Junta de Ubicación ordena que si la Compañía determina, en consulta con su(s) proveedor(es) de construcción, que es necesario el uso de helicópteros, la Compañía notificará cualquier residencia situada a menos de 300 pies del límite de la ROW y adyacente a la(s) ubicación(es) propuesta(s) para helicópteros al menos siete días antes del inicio.

La Junta de Ubicación considera que los impactos del ruido se minimizarían con la implementación de las condiciones mencionadas.

4. Tráfico

a. Descripción de la empresa

La Compañía afirmó que la ruta del Proyecto cruzaba dos pasos a nivel activos y un total de 67 vías (Exh. NG-2, en 92). Según la categorización del Departamento de Transporte de Massachusetts ("MassDOT"), 43 de las carreteras son calles o carreteras locales, seis son principales urbanas o rurales, y 18 son arterias menores urbanas o colectores (Exografía. NG-2, en 91). Entre ellos, el volumen medio diario de tráfico osciló entre unos 5.000 y 45.000 vehículos, siendo la Ruta 2 la que tuvo los mayores volúmenes de tráfico (Exh. EFSB-T-3). La Compañía informó que los mayores impactos en el tráfico se derivarían del uso de vías públicas para transportar equipos y personal hacia las vías de seguridad, y de tender conductores de transmisión sobre intersecciones ferroviarias y viales (Exh. NG-2, en 91-92). Para cada área de trabajo, la empresa señaló que vehículos más pequeños que transportaban trabajadores de la construcción accederían diariamente al ROW; la maquinaria de construcción grande entraba en la ROW una vez; y se podían realizar múltiples viajes de entrega para materiales de construcción (por ejemplo, esteras de construcción o piedra) (Exh. NG-2, en 91).

La Compañía indicó que el aumento del tráfico debido a la construcción del proyecto no afectaría significativamente los patrones de tráfico existentes ni afectaría negativamente la navegación segura de las carreteras por parte del tráfico existente (Exh. NG-5, Parte 1, en la página 32; Informe de la compañía en la página 75). Para las actividades de encadenamiento, la Compañía declaró que emplearía cierres de carril y paradas temporales de tráfico, y programaría estas actividades para los periodos de tráfico fuera de las horas punta, según fuera necesario (Exhs. NG-2, en 92; EFSB-T-1). La Compañía informó que consultaría con los propietarios y operadores de ferrocarriles correspondientes para establecer protocolos para enlazar las operaciones en los pasos a nivel asociados y coordinaría con los municipios correspondientes para mitigar el tráfico en las carreteras locales (Exhs. EFSB-T-1; EFSB-T-5). La empresa añadió que limitaría el tráfico de vehículos de construcción dentro o en las proximidades de las ROWs y trabajaría para reducir los impactos del tráfico en zonas residenciales, comerciales y otras (Exhs. NG-2, en 92; EFSB-T-1). La Compañía declaró que notificaría con antelación a los propietarios afectados sobre

cualquier uso de acceso fuera de la ROW y coordinaría caso por caso con cualquier propietario que expresara preocupación (Exh. NG-2, en 68).

La empresa declaró que el proyecto incluiría 25 Planes de Gestión del Tráfico ("TMPs") para trabajos dentro de los trazados de carreteras estatales: catorce planes de acceso y once planes de cruce (Exhs. NG-2, en 68; EFSB-T-8). En los lugares donde la maquinaria de construcción se colocaría en una vía pública local, la Compañía seguiría un plan de control de tráfico de zonas de trabajo preaprobado (Exo. NG-2, en 68). La empresa declaró que sus planes de control de tráfico restringirían el acceso público a áreas de trabajo potencialmente peligrosas y requerirían el uso de estructuras temporales de guardia en los cruces de carreteras y líneas eléctricas (Exh. NG-2, en 69). La empresa señaló que obtendría los permisos necesarios de MassDOT para el acceso a carreteras estatales y colaboraría estrechamente con MassDOT en el desarrollo de TMP (Exhs. NG-2, en las páginas 68, 92; EFSB-T-1; EFSB-T-8).

La Compañía indicó que los impactos del tráfico tras la construcción del proyecto se limitarían a actividades ocasionales de mantenimiento de vías de acceso y líneas de transmisión, y a no menos de un viaje de vehículo diario (Exhs. NG-2, en 91; NG-4, Parte 36, en el pág. 36).

b. Análisis y hallazgos sobre el tráfico

Los registros muestran que el Proyecto cruzaría ferrocarriles y carreteras, incluida la carretera estatal Ruta 2, que registra el mayor tráfico diario de las vías afectadas por el Proyecto. El registro muestra que durante la construcción, las actividades que causarían impactos en el tráfico incluyen colocar conductores de transmisión sobre intersecciones ferroviarias y viales, así como el uso de vías públicas para transportar equipos y personal al ROW. La NEP se comprometió a que la construcción del proyecto no afectaría negativamente los patrones de tráfico ni la seguridad. El registro muestra que para las actividades de alargamiento, la Compañía requeriría cierres de carreteras y paradas temporales de tráfico, pero también programaría dichas actividades durante las horas valle.

La Junta de Ubicaciones ordena que la Compañía cumpla con su compromiso de: (a) obtener los permisos necesarios de MassDOT para el acceso a carreteras estatales y coordinarse con MassDOT para desarrollar los TMPs para trabajos dentro de las vías de acceso de carreteras

estatales; (b) consultar con los operadores ferroviarios para establecer protocolos para encadenar operaciones en ubicaciones ferroviarias; (c) coordinar la gestión del tráfico con las autoridades locales para trabajos en calles y carreteras locales; (d) proporcionar aviso previo del uso del acceso fuera de la ROW a los propietarios afectados; y (e) trabajar caso por caso con propietarios que expresen preocupaciones. El registro muestra que el impacto del tráfico posterior a la construcción del proyecto sería insignificante; actividades ocasionales de mantenimiento de vías de acceso y líneas de transmisión y menos de un viaje de vehículo al día. La Junta de Ubicaciones considera que los impactos en el tráfico se minimizarían.

5. Visual

a. Descripción de la empresa

La Compañía construiría el Proyecto en una ROW existente que actualmente contiene líneas de transmisión aéreas (Exh. NG-2, en el 85). La empresa declaró que las nuevas estructuras propuestas tendrían entre 93 y 121 pies de altura, con aumentos de altura (en relación con las estructuras existentes) entre 42 y 63 pies (Exh. NG-2, en 87). El aumento de altura produciría los mayores impactos visuales donde las estructuras se elevan sobre la vegetación adyacente (Exh. NG-2, en 87). La empresa añadió que los monopolos propuestos de acero con intemperie marrón podrían ser más visibles contra el cielo que los postes actuales grises o galvanizados (desde el mismo punto de vista) (Exposición NG-2, en 87). La Compañía identificó 21 puntos de observación que podrían verse afectados notablemente por las opiniones sobre estos cambios (Exh. NG-2, en el 85).

La mayor parte del proyecto estaría protegida por densos bosques y solo sería visible desde cruces de carreteras, aguas abiertas, campos abiertos y algunos usos comerciales y residenciales situados directamente junto a las vías de acceso (Ejemplo: NG-2, en el 85). La Compañía sostiene que el Proyecto minimizaría los impactos visuales debido al uso de las ROWs existentes, limitaría la eliminación de árboles a áreas discretas donde las ROWs no han sido completamente mantenidas y a áreas donde sea necesaria la eliminación adicional de árboles para cumplir con las normas de gestión de la vegetación (Exh. NG-2, en las páginas 85, 87; Informe de la compañía en la página 72). La Compañía declaró que trabajaría con los propietarios adyacentes afectados por

cambios materiales para implementar medidas de cribado razonables, que consistan en opciones blandas (por ejemplo, vegetación) y duras (por ejemplo, vallas) (Exh. NG-2, en 87).

b. Análisis y hallazgos sobre los impactos visuales

El registro indica que el Proyecto modificará el carácter visual a lo largo de la ROW, ya que las nuevas estructuras serán significativamente más altas. El registro identifica además 21 puntos de vista donde podrían notarse cambios visuales. Sin embargo, el paisaje visual general seguirá estando en gran medida influenciado por el contexto existente del corredor de transmisión, y las vistas seguirán siendo bloqueadas en muchos lugares por bosques densos adyacentes. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía implementar medidas de mitigación, incluyendo coordinar con abutters medidas razonables de selección y desarrollar soluciones mutuamente aceptables con los propietarios. En consecuencia, la Junta de Ubicación considera que los impactos visuales han sido abordados adecuadamente.

6. Aire

a. Descripción de la empresa

La Compañía declaró que la construcción y operación del proyecto no superarían ningún umbral de calidad del aire de la MEPA ni requerirían permisos de aire (Exh. EFSB-A-3). La empresa reconoció que las actividades de construcción podrían provocar un aumento temporal del polvo en el aire, pero que minimizaría el polvo esparciendo mantillo o paja de madera y rociando tierra seca con agua (Éx. EFSB-A-3). Además, la empresa enfatizó que estabilizaría y revegetaría el suelo para evitar la generación de polvo tras la construcción (Exh. EFSB-A-3). La Compañía minimizaría las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") y otras emisiones procedentes de los equipos de construcción mediante los siguientes métodos: (a) adaptación de equipos con dispositivos de control de emisiones, según sea necesario; (b) el uso de gasóleo ultra-bajo en azufre; (c) cumplir con la legislación y normativa estatal sobre el ralentí de vehículos; y (d) siguiendo otras mejores prácticas de gestión (Exh. EFSB-A-3).

Según la Política de Emisiones de GEI de la MEPA, la Compañía analizó la pérdida de secuestro de carbono asociada a la alteración del suelo y el suelo basados en la construcción (Ex. NG-6, en 19). La empresa declaró que el proyecto causaría una pérdida puntual de 11.199

toneladas métricas ("mt") de almacenamiento de carbono debido a la eliminación de árboles (Exh. NG-5, en 52). En los próximos 30 años, se espera que la zona despejada recupere 1.338 toneladas de carbono, lo que supone una pérdida neta estimada de 9.861 toneladas de carbono secuestrado (Exh. NG-5, en 52). Además, la eliminación de árboles y el mantenimiento de gran parte de la zona como matorral supone una pérdida adicional de potencial de secuestro durante 30 años de 2.302 toneladas de carbono (Exh. NG-5, en 52). Por lo tanto, la pérdida acumulada de almacenamiento/emisiones de carbono causada por el Proyecto es de 12.164 toneladas de carbono (equivalente a 37.883 toneladas de CO₂e tras considerar la "fuga") (Exh. NG-5, en 52). Sin embargo, la empresa enfatizó que el proyecto también reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que una mayor resiliencia de la red reduciría los cortes y parpadeos que resultan en el uso de generación de respaldo, la pérdida de alimentos residenciales y comerciales, pérdidas y daños en equipos comerciales y la remanufactura de productos comerciales (Exh. NG-6, en 20). La Compañía también explicó que el proyecto facilitaría una reducción neta global de las emisiones de GEI al permitir una mayor interconexión de las instalaciones de generación y almacenamiento eléctrico no emisores que actualmente están pendientes en la cola de interconexión (Exh. NG-6, en las páginas 20-21).²⁶ El Certificado FEIR señalaba la reducción neta acumulada de GEI declarada por el proyecto de aproximadamente 117.424 mt de CO₂e durante un horizonte temporal de 30 años (RR-EFSB-2(1) a 15).

La empresa colaboró con DCR y Mass Audubon en un paquete de mitigación para la eliminación de árboles y la pérdida asociada por secuestro de carbono, incluyendo mitigación compensatoria de hasta 250.000 dólares (Exh. NG-5, en 53). Específicamente, la Compañía se comprometió a: (1) remediar la pérdida de carbono orgánico del suelo asociada al deficiente infrafuncionamiento vial en el Bosque Estatal Lawton; (2) proporcionar plantación de sotobosque y control de especies molestas en los bosques estatales de Warwick, Otter River o Lawton; (3) trabajar con el Programa Greening the Gateway Cities de DCR en Athol y Fitchburg para

²⁶ La empresa señaló que 20,5 MW de generación solar y proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en baterías están en pausa porque las líneas A1/B2 existentes experimentarían sobrecargas térmicas si los nuevos proyectos se integraran en las líneas (Ejemplo. NG-6, en las páginas 20-21).

aumentar la cobertura arbórea en poblaciones sobrecargadas de EJ; y (4) contribuyendo fiscalmente al Fondo Catalizador 30x30 de Mass Audubon para la preservación de tierras forestales bajo amenaza actual de desarrollo (RR-EFSB-2(1) en 3, 19). La Compañía sostiene que hasta 2050, según las estimaciones de la DCR, la mitigación de la pérdida de carbono en el suelo en el Bosque Estatal Lawton resultaría en una reducción neta acumulada de 27,34 – 61,60 mt de CO₂e, y la plantación del sotobosque en el Bosque Estatal Warwick resultaría en una reducción neta de 380,34 mt de CO₂e (RR-EFSB-2(1) en 19). Además, en su Informe Final de Impacto Ambiental, la Compañía se comprometió a donar el 1,7 por ciento de los árboles talados al DCR Community Wood Bank u otros programas de bancos de madera de Massachusetts que proporcionen leña gratuita a quienes necesiten energía (RR-EFSB-2(1) a la página 15). En terrenos propiedad de la Compañía, la madera recogida durante la tala de árboles será destinada a su reutilización en productos de madera de larga duración o será donada a proyectos de vivienda asequible o bancos de madera dentro del estado (RR-EFSB-2(1) en la página 15).

b. Análisis y hallazgos sobre el aire

El expediente demuestra que no existen permisos de vuelo requeridos, ni superación de los umbrales de calidad del aire de la MEPA, y que la Compañía utilizaría las medidas adecuadas para limitar los impactos temporales del aire en la construcción. Los registros muestran que el proyecto causaría una pérdida puntual de 11.199 toneladas métricas de carbono debido a la eliminación de árboles, lo que supondría una reducción neta acumulada de 12.164 toneladas en la captura de carbono durante la construcción del proyecto y en las siguientes tres décadas. El expediente también demuestra que la empresa desarrolló, en coordinación con DCR y Mass Audubon, un paquete de mitigación dirigido que compensaría una parte de los impactos directos de carbono. Sin embargo, el beneficio mucho más significativo en la mitigación de carbono, que resulta en un perfil global acumulativo de reducción neta de CO₂e para el proyecto, proviene de la mejora del proyecto en la fiabilidad y resiliencia de la red eléctrica, y de su capacidad para ayudar a interconectar recursos adicionales de generación y almacenamiento eléctrico no emisor que actualmente están pendientes en la cola de interconexión.

La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que cumpla sus compromisos de mitigación de carbono con DCR y MassAudubon, tal como se describe en el expediente, y que presente una

presentación ante la Junta de Ubicación dentro de los 90 días posteriores a la finalización del proyecto documentando su cumplimiento. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que busque minimizar la tala de árboles mediante poda y tala selectiva para maximizar la captura continua de carbono por parte del bosque. Con estos compromisos y las medidas de mitigación prescritas, la Junta de Ubicación considera que los impactos del aire se minimizan.

7. Seguridad y residuos peligrosos

a. Descripción de la empresa

La empresa prevé que el proyecto no requerirá manipular materiales peligrosos, salvo los recubrimientos de pintura con plomo en las estructuras existentes de torres de celosía (Exh. EFSB-SH-7). Al retirar estructuras existentes, la empresa enfatizó que su contratista evitaría alterar la pintura utilizando medios mecánicos para desmontar torres de transmisión (por ejemplo, desatornillado) y otras estructuras de fijación mecánica; si no es posible desatornillar, se utilizarían decapantes biodegradables y herramientas mecánicas eléctricas equipadas con HEPA para evitar la formación de polvo. (Exposición EFSB-SH-12). Cuando las estructuras no pueden desmontarse mecánicamente, la empresa indicó que el contratista eliminaría los puntos de corte recubiertos de plomo antes de utilizar métodos de desmantelamiento que pudieran generar polvo, vapores o bombas de plomo (Exh. EFSB-SH-12). Los recubrimientos se retirarían con un decapante químico o con herramientas mecánicas con sistemas de recogida de polvo (EFSB-SH-7). Además, la empresa procesaría componentes de acero con recubrimientos de plomo intactos (excepto puntos de corte) durante su operación de recuperación de activos, y los trabajadores utilizarían lonas y láminas plásticas, recogiendo astillas de pintura y escombros (EFSB-SH-7). La empresa declaró que cumpliría con todas las normativas aplicables para la eliminación de materiales (RR-EFSB-6). La empresa enfatizó que manejaría, transportaría y eliminaría materiales peligrosos no reciclables según el tipo, cantidad y concentración de material, así como los requisitos gubernamentales aplicables (Exhs. EFSB-SH-6). La empresa informó que sus contratistas contenerán los residuos/residuos de plomo en bidones abiertos de 55 galones aprobados por el Departamento de Transporte de EE. UU., y reciclarían componentes de acero con recubrimientos de plomo intactos a través de proveedores aprobados por la empresa; la empresa, a

través de un contratista ambiental aprobado, sería responsable de la eliminación de los residuos de plomo (sólidos y líquidos) generados durante el proyecto (Exhs. EFSB-SH-12; EFSB-SH-13). Tras la construcción del proyecto, la empresa señaló que recuperaría acero de estructuras de celosía de acero retiradas, así como conductores y aisladores, y que desearía los postes de madera usados en un vertedero o incinerador autorizado (Exh. NG-2, en el 67). Además, la empresa señaló que se desharía correctamente de todos los brazos cruzados, refuerzos y otros accesorios, y que transportaría cualquier equipo y escombros no reciclables a una instalación adecuada fuera del recinto (Exh. NG-2, en el 67).

La empresa declaró que el proyecto incluiría trabajos dentro del límite del sitio de eliminación para el número de seguimiento de liberación 2-0012349, que corresponde a la línea de vallas existente en la subestación Pratts Junction (Exh. EFSB-SH-8). La Compañía enfatizó que su trabajo dentro del sitio de seguimiento del número de liberación no implicaría perturbaciones terrestres (Exh. EFSB-SH-8). Según la empresa, el sitio recibió un resultado de acción de respuesta en agosto de 2002 (Exh. NG-4, en 44).

Para mejorar la seguridad en la construcción, la Compañía revisaría las áreas de trabajo antes de la construcción en busca de materiales peligrosos y otros residuos sólidos no reciclables o de construcción/demolición (Exposición EFSB-SH-6). Si fuera necesario, la Compañía organizaría pruebas por parte de un profesional autorizado para determinar cantidades y concentraciones de materiales peligrosos identificados (Exh. EFSB-SH-6). La Compañía destacaría los materiales peligrosos identificados en su Plan de Salud y Seguridad específico del proyecto, el inicio de construcción y seguridad, y el Análisis diario de Riesgos Laborales (Exh. EFSB-SH-6).

La empresa desarrollaría un plan de prevención y respuesta a vertidos en construcción, que minimizaría tanto el riesgo como los efectos del vertido (Exh. NG-4, en 131). La empresa implementaría, supervisaría y gestionaría controles de erosión y sedimentos, así como medidas de prevención y respuesta a vertidos, y exigiría a los contratistas que cumplan con los BMP para el almacenamiento y manipulación de petróleo y materiales potencialmente peligrosos (Exh. NG-2, en el 85). La empresa mantendría y operaría adecuadamente el equipo de construcción para reducir el riesgo de vertidos accidentales y vertidos de productos petrolíferos (Exh. NG-2, en el

84). Al reabastecer equipos, la Compañía utilizaba dispositivos de contención y prevención de vertidos (por ejemplo, bandejas de goteo, almohadillas absorbentes) y solo repostaba equipos en zonas altas, a menos que el equipo estuviera ubicado en otro lugar e fuera inmóvil (Exh. NG-2, en el 84). El proyecto cumpliría con los requisitos del Sistema Nacional de Eliminación de Vertidos de Contaminantes ("NPDES") del Permiso General de Construcción y del Plan de Prevención de Contaminación de Aguas Pluviales (Exh. NG-2, en el 84).

Antes de la construcción, la empresa proporcionaría los siguientes tipos de formación en temas de campo medioambientales a todo el personal contratista: (1) manipulación de materiales peligrosos y prevención de vertidos; (2) identificación de residuos peligrosos encontrados durante la construcción; (3) disposición de materiales peligrosos o residuos encontrados; (4) responder a vertidos de petróleo y materiales peligrosos; y (5) operar en o cerca de sitios con limitaciones de uso de actividad (Exh. EFSB-SH-9). La empresa indicó que también podría exigir la certificación de 40 horas de la Administración de Seguridad y Salud y Salud Ocupacional ("OSHA") para Operaciones de Residuos Peligrosos y Respuesta a Emergencias y otros requisitos (Exh. EFSB SH-6).

Tras la construcción, la NEP evitaría accesos no autorizados a las filas utilizando barreras físicas (por ejemplo, compuertas, bloques y bolardos) normalmente situadas donde las alineaciones de acceso se cruzan con vías públicas, ya sea dentro de la línea de transmisión o al final de las alineaciones de acceso fuera de la fila (Exh. EFSB-SH-5). La Compañía señalaría claramente todas las estructuras de transmisión con señales de advertencia para alertar al público sobre posibles peligros derivados de la escalada o entrada en estructuras (Exh. NG-2, en 70).

b. Análisis y conclusiones sobre seguridad y residuos peligrosos

El registro indica que la Compañía seguiría un enfoque preestablecido tanto en la identificación de materiales peligrosos como en su gestión y eliminación. Aunque el expediente muestra que la Compañía solo prevé un alcance limitado de manipulación de materiales peligrosos; para los recubrimientos de pintura con plomo en las estructuras existentes de las torres de celosía, la Compañía se compromete a varias salvaguardas correspondientes (por ejemplo, desmontaje mecánico). El registro también destaca el compromiso de la Compañía con el reciclaje

y la correcta eliminación de residuos, así como el uso de barreras físicas y señalización de peligro tras la construcción. La Junta de Ubicación ordena a la empresa que contrate a un profesional autorizado para identificar y asegurar que todas las actividades de construcción cumplan con cualquier limitación de actividades y uso asociadas al número de seguimiento de liberación. La Junta de Ubicación ordena a la empresa identificar materiales peligrosos de forma proactiva, implementar las salvaguardas correspondientes, emplear métodos adecuados de eliminación de residuos y emplear barreras físicas cuando sea necesario. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que los impactos sobre materiales peligrosos y residuos se minimizarían.

8. Campos magnéticos

a. Descripción de la empresa

La empresa declaró que modeló campos magnéticos ("MF") para condiciones existentes y para los dos escenarios de voltaje de transmisión posteriores al proyecto (es decir, 69 kV y 115 kV) (Exh. NG-2, en 1, 92). La empresa señaló que modeló tanto los niveles medios anuales como los niveles de carga máxima del sistema para todas las secciones transversales aplicables a la parte de Massachusetts del Proyecto (Exhs. NG-2, en 92; EFSB-MF-1; EFSB-MF-2). La Compañía añadió que su modelización se basa en las condiciones medias anuales de carga según las previsiones de carga de ISO-NE para 2022 para el año 2032, que incluyen los DERs proyectados y otros cambios previstos en la demanda eléctrica prevista en la previsión a diez años (RR-EFSB-1).

La empresa declaró que minimizaba los niveles de MF seleccionando disposiciones de conductores y configuraciones de fases que promovían la cancelación de MF (Exh. NG-2, en 96). La Compañía afirmó que el entorno principalmente rural del proyecto y la proximidad a un número limitado de estructuras residenciales minimizarían aún más la exposición a MF (Exh. NG-2, en 96). Además, la empresa señaló que su modelado colocó conservadoramente a todos los conductores en la altura libre más baja permitida por el código de gobierno, asumiendo así los máximos MF correspondientes (Exhs. NG-2, en 92; EFSB-MF-1, en 2; EFSB-MF-2, en 2).

La empresa indicó que para ambos escenarios de voltaje de transmisión, el Proyecto aumentaría los niveles de MF bajo el escenario de carga máxima del sistema a lo largo de la fila de Crystal Lake Tap y la mayor parte de la nueva línea de línea, y reduciría los niveles de MF a lo largo de la fila de Athol Tap (Exh. NG-2, en 94). Estos niveles de MFs se resumen en la Tabla 7, a

continuación. La empresa declaró que los niveles del Proyecto MF disminuirían a menos de cuatro mG a 50 pies de todos los bordes de la fila (Exh. NG-2, en las páginas 95-96). La Compañía señaló que los niveles de MF posteriores al Proyecto serían bajos para una ROW de línea de transmisión y muy por debajo de las directrices sanitarias basadas en la Comisión Internacional de Protección contra Radiación No Ionizante ("ICNIRP") de 2.000 mG para la exposición pública permitida a MFs de 60 Hertz (Exh. NG-2, en 96; Informe de la compañía en el 82).

Tabla 7: Niveles MF en los bordes norte y sur de las líneas A1/B2 para escenarios de carga máxima del sistema.

	Niveles de campo magnético (mg)		
	Pre-proyecto	Post-Proyecto (69 kV)	Post-Proyecto (115 kV)
Líneas A1/B2			
Borde Norte de ROW	<1 - 4.1	<1 - 13,5	<1 - 8.1
Borde Sur de ROW	<1 - 13,9	1 - 13.3	<1 - 13.4
Athol Tap			
Borde Norte de ROW	5.5	1.2 - 2.1	<1
Borde Sur de ROW	5.5	1.2 - 2.1	<1
Grifo Crystal Lake			
Borde Norte de ROW	1.7	5.1	3.4
Borde Sur de ROW	2.9	8.2	5.1

Fuente: Exh. NG-2, en 95-96.

b. Análisis y hallazgos sobre campos eléctricos y magnéticos

Como se indica en la Sección IV.C, la Junta de Ubicación revisa los impactos medioambientales del Proyecto construido como capaz de 115 kV. El proyecto funcionaría a 69 kV a menos que la NEP solicite y se apruebe para operar a un voltaje más alto en el futuro. Por lo tanto, en este caso, aunque la empresa presentó valores MF para ambos escenarios de funcionamiento por voltaje, la Placa de Ubicación solo revisa los valores MF modelados a 69 kV.

El registro muestra que, tras la construcción, la MF en la carga máxima en el borde de la FILA para la tensión de transmisión de 69 kV variaría desde menos de 1 mG hasta aproximadamente 13,5 mG en los bordes de las filas del Proyecto. El registro también muestra que la Compañía disponía conductores y configuraciones de fases que promovían la cancelación de MF, y el Proyecto se ubicaría principalmente en un entorno rural del Proyecto. Además, el rango de campos magnéticos medios esperados es generalmente similar a las condiciones previas al Proyecto. Estos niveles previstos de impactos de MF son bajos y están muy dentro del rango de MF que la Junta de Ubicación ha revisado y aprobado previamente en otros procedimientos, y más de 100 veces inferiores a las directrices de MF del ICNIRP. Véase NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy, EFSB 16-02/D.P.U. 16-77, en 65-66 (2018) ("Needham West Roxbury"); NSTAR Electric Company d/b/a Eversource Energy, EFSB 14-2/D.P.U. 14-73/14-74, en 77 (2017). En consecuencia, la Junta de Ubicación considera que los impactos de MF del proyecto se minimizarían.

9. Resumen de los impactos medioambientales

La Junta de Ubicación considera que la información proporcionada por la empresa sobre los impactos medioambientales del proyecto es sustancialmente precisa y completa. El registro demuestra que el Proyecto provocará 131 acres de tala de árboles y la pérdida asociada de carbono por secuestro de carbono, así como otros impactos a lo largo de un largo corredor que atraviesa bosques estatales, humedales y recursos culturales y de otro tipo. Sin embargo, estos impactos serán principalmente temporales y relacionados con la construcción, limitados al corredor del Proyecto y abordados mediante los amplios compromisos de mitigación de la Compañía. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que, con la implementación de las condiciones y mitigaciones especificadas, y dado el cumplimiento de todos los requisitos locales, estatales y federales, los impactos temporales y permanentes del proyecto se minimizarían.

D. Coste

Los proyectos en fin de vida útil o en condiciones de activos, como el Proyecto, no están sujetos a los mismos requisitos de proceso de planificación de transmisión que otros proyectos de

transmisión jurisdiccionales bajo jurisdicción de la Comisión Federal Reguladora de Energía.²⁷ Los proyectos de condición de activos son un componente importante y creciente de las facturas eléctricas de los consumidores. La inversión regional en proyectos en condiciones de activos en la región ISO-NE se multiplicó por ocho entre 2016 y 2023.²⁸ Por tanto, la Junta de Ubicación es consciente de la necesidad de revisar el proyecto y determinar si proporcionaría un suministro energético fiable para la Commonwealth, con un impacto mínimo en el medio ambiente, al menor coste posible.

La empresa declaró que el proyecto completo costaría aproximadamente 474,1 millones de dólares, mientras que la parte construida en Massachusetts costaría aproximadamente 414,7 millones de dólares (en valores de 2024) (Exh. EFSB-C-3(S2)).²⁹ La Compañía señaló que la asignación total de costes del proyecto está aprobada por ISO-NE para la recuperación regional, aunque los costes finales y la asignación se basarán en los gastos reales (Exhs. EFSB-C-3; EFSB-C-3(S3)(1)). La Compañía informó que ciertas características requeridas del proyecto aumentaron los costes en comparación con una reconstrucción rutinaria de una línea de transmisión de circuito único (línea de transmisión A1): torres más altas (con grandes cajones y cimientos profundos de incrustación directa) para permitir una construcción segura sobre las líneas eléctricas existentes; mano de obra, materiales y tiempo adicionales asociados a la inclusión de un segundo circuito (línea de transmisión B2) en el ámbito de trabajo; la construcción en áreas que requieren capas extensas y múltiples de esteras; la construcción de caminos de acceso en lugares remotos; y la

²⁷ Resolución de la Asociación Nacional de Comisionados de Servicios Regulatorios ("NARUC"), EC-3, "Resolución sobre la necesidad de supervisión efectiva de los consumidores eléctricos de costes para reemplazar infraestructuras de transmisión envejecidas u obsoletas", adoptada en la Cumbre de Políticas de Invierno 2025 el 26 de febrero de 2025 ("Resolución de Condición de Activos NARUC"), <https://pubs.naruc.org/pub/A37E3860-ECFF-DBA3-13A7-BA3B120910C2>.

²⁸ Resolución de la condición de activos de NARUC a las 7. Véase <https://pubs.naruc.org/pub/A37E3860-ECFF-DBA3-13A7-BA3B120910C2>.

²⁹ La Compañía afirmó que la precisión esperada de las estimaciones de costes de su proyecto era de +/-25 por ciento; el coste total se actualizó desde la estimación inicial de 347,3 millones de dólares (Exh. EFSB-C-3(S2)).

retirada y eliminación de todas las torres existentes en la zona de acceso principalmente de lugares remotos (Exh. EFSB-C-3, en 1-2). Como se señaló anteriormente en la Sección IV.C, la Junta de Ubicación no consideró que ninguna de las alternativas más económicas del Proyecto cubriera adecuadamente las necesidades energéticas en el área del Proyecto.

Respecto a las dos alternativas de diseño del Proyecto (es decir, 69 kV y 115 kV), la Compañía afirmó que ambas alternativas compartirían el mismo número y ubicación de estructuras, así como las técnicas de construcción; por lo tanto, las diferencias en los costes de materiales asociadas a estructuras más altas determinarían la mayor variabilidad de costes entre ambas (Exh. NG-2, en el pág. 39). En conjunto, la Compañía señaló que el ahorro en costes de materiales para la alternativa de 69 kV sería de 5,02 millones de dólares frente a la alternativa de 115 kV, o menos del 1,5 por ciento del coste del proyecto (Exh. NG-2, en el pág. 39). La empresa afirmó que la pequeña diferencia de coste sería una fracción del coste de reconstruir la Nueva Línea como un sistema de 115 kV en el futuro, si fuera necesario (Exh. NG-2, en el pág. 39). La empresa afirmó que, fuera de los proyectos que se supone que se realizarán cuando sea necesario en el futuro, el cambio de operación de 69 kV a 115 kV se limitaría a la planificación y al tiempo de la tripulación para operar el cambio (Exh. EFSB-C-1). La Junta de Ubicación considera que los costes adicionales bastante menores de construir el proyecto como una línea capaz de 115 kV son un gasto razonable dado el aumento de las cargas debido al desarrollo creciente de DERs limpios y las tendencias de electrificación. La Junta de Ubicaciones ordena a la Compañía que presente a la Junta una estimación actualizada y certificada de costes para el Proyecto antes del inicio de la construcción. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía presentar informes semestrales de cumplimiento ante la Junta de Ubicación a partir de los 180 días posteriores al inicio de la construcción, que incluyan los costes de construcción proyectados y reales, así como explicaciones sobre cualquier discrepancia entre los costes proyectados, los costes reales y las fechas de finalización. En consecuencia, la Junta de Ubicación considera que el proyecto proporcionaría un suministro energético fiable para la Commonwealth al menor coste posible.

E. Fiabilidad

Tanto las alternativas de diseño de 69 kV como de 115 kV abordarían los problemas de diseño asociados al bajo rendimiento de las Líneas Existentes, aumentando así la fiabilidad del sistema. La empresa enfatizó que la alternativa a 115 kV proporcionaría mayores beneficios de fiabilidad (Exh. NG-2, en el 38). A corto plazo, la empresa informó que el aumento del aislamiento y el espaciado de fases de la alternativa de 115 kV mejorarían aún más el rendimiento frente a rayos, y la altura adicional de la estructura reduciría la probabilidad de que la vegetación fuera de la FILA impactara en un conductor energizado (Exh. NG-2, en el 38). A largo plazo, la Compañía informó que la alternativa a 115 kV eliminaría la necesidad de más actualizaciones en las líneas de transmisión si los estudios de planificación futuras determinaban que una mayor penetración de DER y un aumento del crecimiento de la carga requerían la operación de las líneas a 115 kV (Exh. NG-2, en el 38). Finalmente, la Compañía declaró que la operación a 115 kV proporcionaría capacidad adicional de transferencia y permitiría la interconexión con instalaciones y redes de transmisión cercanas que actualmente operan a 115 kV (Exh. NG-2, en el 38).

La empresa informó que la operación a 115 kV proporcionaría una regulación superior de voltaje debido a una menor impedancia por megavoltio-amperio ("MVA"), ayudando a evitar la necesidad de estaciones de conmutación de transmisión adicionales, bancos de condensadores, reactores y dispositivos de control dinámico de voltaje para soportar nueva carga o DER (Exh. NG-2, en el 38). Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que el proyecto cumplirá mejor con los objetivos de fiabilidad de la Junta de Ubicación.

F. Conclusión sobre el análisis de la ruta del proyecto

La Junta de Ubicaciones tiene la responsabilidad de garantizar que las instalaciones jurisdiccionales aprobadas para su construcción en la Commonwealth logren un equilibrio adecuado entre impactos medioambientales, fiabilidad y coste. G.L. c. 164, §§ 69H, 69J. Véase GCEP en 206; Mid Cape Confiabilidad a 87; Beverly-Salem en 108. Según la revisión del expediente, la Junta de Ubicación concluye que la Compañía proporcionó información suficiente

para que la Junta de Ubicación pudiera determinar si el Proyecto ha logrado un equilibrio adecuado entre coste, fiabilidad e impactos medioambientales.

La Junta de Ubicación considera que, con la implementación de las condiciones especificadas y la mitigación presentadas anteriormente, y el cumplimiento de todos los requisitos locales, estatales y federales aplicables, los impactos ambientales del proyecto se minimizarían. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que el proyecto, tal como se propone, lograría un equilibrio adecuado entre las preocupaciones medioambientales y los impactos medioambientales, la fiabilidad y el coste.

VII. COHERENCIA CON LAS POLÍTICAS DE LA COMMONWEALTH

A. Estándar de revisión

G.L. c. 164, § 69J exige que la Junta de Ubicación determine si los planes para la construcción de las nuevas instalaciones del solicitante son coherentes con las políticas actuales de salud, protección ambiental y uso y desarrollo de recursos adoptadas por la Commonwealth. Viento de la Costa Sur a 166; GCEP en 206; Park City Wind en 158; Beverly-Salem en 109.

B. Posición de la Compañía

La Compañía sostiene que el proyecto no solo cumple con los requisitos del estándar § 69J, sino que también es totalmente coherente con otras leyes y políticas energéticas estatales importantes, como la Ley de Reestructuración de Servicios Eléctricos de 1997 (St. 1997, c. 164) (la "Ley de Reestructuración"); la Ley de Comunidades Verdes (St. 2008, c. 169); la Ley de Soluciones al Calentamiento Global (St. 2008, c. 298) (la "GWSA"); la Ley de Diversidad Energética (St. 2016, c. 188), la Ley de Energía Limpia (St. 2018, c. 227); Ley que crea una hoja de ruta de próxima generación para la política climática de Massachusetts (St. 2021, c. 8) (la "Ley de la hoja de ruta"); y Ley que impulsa la energía limpia y la energía eólica marina (St. 2022, c. 179) (la "Ley de Energía Limpia de 2022"). La Compañía también sostiene que el Proyecto cumple con todas las leyes y políticas del Estado respecto a EJ (Informe de la Compañía en las páginas 88-96; Exh. NG-2, en 102).

1. Políticas de salud

La Compañía sostiene que la construcción y operación del Proyecto serían coherentes con las políticas sanitarias de la Commonwealth (Informe de la Compañía en las páginas 89-90; Exh. NG2, en 102).

Tabla 8: La empresa afirmó la coherencia del proyecto con las principales políticas sanitarias.

Política de la Commonwealth	Descripción de la política	Consistencia de proyectos por empresa
Ley de Reestructuración	Se señaló que "el servicio eléctrico es esencial para la salud y el bienestar de todos los residentes de la Commonwealth" y que "un servicio eléctrico fiable es de suma importancia para la seguridad, salud y bienestar de los ciudadanos y la economía de la Commonwealth" (Éx. NG-2, en 102; Informe de la compañía en las páginas 26, 89).	Los proyectos que aumentan la fiabilidad del servicio eléctrico a la comunidad también contribuyen a la salud de los ciudadanos de la Commonwealth. El proyecto mejorará la fiabilidad del sistema de transmisión eléctrica en el centro de Massachusetts reemplazando las líneas de transmisión existentes, que sufren frecuentes cortes, por nuevas líneas de mayor capacidad, asegurando así la disponibilidad de un servicio eléctrico suficiente y fiable para los ciudadanos y empresas de la Commonwealth y la región, promoviendo la salud y seguridad públicas (Exh. NG-2, en 102; Informe de la compañía en las páginas 89-90).
diversas leyes y regulaciones federales, estatales y locales; Normas del sector	Se establecieron diversas leyes y reglamentos para la protección de la salud y seguridad pública (Exh. NG-2, en 102; Informe de la compañía en la página 89).	La empresa diseñará, construirá, operará y mantendrá las instalaciones del Proyecto para que la salud y seguridad del público estén protegidas mediante el cumplimiento de todas las normativas federales, estatales y locales aplicables, así como de las normas y directrices del sector establecidas para la protección del público (Exh. NG-2, en 102; Informe de la compañía en el 90).
MEPA EIR (Protocolo EJ)	Identificación de cualquier impacto ambiental o de salud pública del proyecto propuesto que probablemente resulte en un efecto adverso desproporcionado sobre las poblaciones de EJ (Exh. NG-2, en 108; Informe de la compañía en la página 99).	La empresa realizó una "evaluación de referencia de cualquier carga ambiental existente o injusta y de las consecuencias relacionadas para la salud pública." FEIR confirmó que no habrá efectos adversos desproporcionados, en cuanto a los impactos ambientales y de salud pública tanto en poblaciones EJ como no EJ (Exh. NG-5, en el 41; Informe de la compañía en la página 99).

2. Protección del medio ambiente

La Compañía sostiene que el Proyecto es coherente con las políticas de protección ambiental establecidas en el Capítulo 164 y otras políticas ambientales estatales y locales (Informe de la Empresa en la página 89, citando la Exh. NG-2, en 102-103).

Tabla 9: La empresa afirmó la coherencia del proyecto con las principales políticas de protección medioambiental.

Política de la Commonwealth	Descripción de la política	Consistencia de proyectos por empresa
Diversas leyes y regulaciones federales, estatales y locales	Se establecieron diversas leyes y regulaciones para la protección medioambiental (Informe de la empresa en 90; Exh. NG-2, en 102-104).	Al cumplir con los requisitos de cada permiso federal, estatal y local requeridos, el Proyecto cumplirá con las políticas medioambientales estatales y locales aplicables (Informe de la empresa en 91; Exh. NG-2 en 102-103).
MEPA	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere considerar los impactos razonablemente previsibles del cambio climático en la Política y Protocolo de Emisiones de GEI • Disposiciones EJ en la Ley de Hoja de Ruta (Informe de la compañía en la página 96; Exh. NG-2, en 107). 	La empresa recibió un Certificado del Secretario de Energía y Asuntos Ambientales sobre el FEIR para el proyecto, determinando que el FEIR de la empresa cumple adecuadamente con la MEPA y sus normativas de implementación (Informe de la empresa en el 91; RR-EFSB-2(1)). El certificado del Secretario sobre el FEIR confirmó que no hubo efectos adversos desproporcionados significativos en relación con la carga ambiental para las poblaciones de EJ (Informe de la empresa en 99; Exh. NG-5, en el 41).
Reducción y resiliencia de GEI	<ul style="list-style-type: none"> • Plan Estatal de Mitigación de Riesgos y Adaptación Climática • Normas de diseño de Resiliencia Climática del Equipo de Acción de Resiliencia Resiliente de Resiliencia Resiliente para la evaluación de riesgos climáticos • Cero emisiones netas para 2050 (Ley de la Hoja de Ruta) (Informe de la compañía en el 92; Exh. NG-2, en 105). 	El proyecto dará lugar a un sistema de transmisión más preparado para el clima y más resiliente. El proyecto facilita un aumento de las inyecciones de recursos renovables y otros recursos limpios para lograr la descarbonización (Informe de la empresa en las páginas 92 – 96; Exh. NG-2, en 106).

3. Políticas de Uso y Desarrollo de Recursos

El Proyecto, que contribuirá al mantenimiento y fiabilidad a largo plazo del sistema de transmisión eléctrica en el área del proyecto y en la región, será construido y operado en cumplimiento de las políticas de Massachusetts sobre el uso y desarrollo de recursos (Informe de la empresa en las páginas 102-103; Exh. NG-2, en 108-109).

Tabla 10: La empresa afirmó la coherencia del proyecto con las políticas clave de uso y desarrollo de recursos.

Política de la Commonwealth	Descripción de la política	Consistencia de proyectos por empresa
EEE Política de Crecimiento	Principios de Desarrollo Sostenible que incluyen:	Project apoya estos principios porque, entre otras razones, las New Lines apoyarán la fiabilidad del

Política de la Commonwealth	Descripción de la política	Consistencia de proyectos por empresa
Inteligente/Energía Inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyar la revitalización de los centros urbanos y barrios • Fomentar la remediación y reutilización de los sitios e infraestructuras existentes • Proteger tierras ambientalmente sensibles, recursos naturales, hábitats críticos, humedales y recursos hídricos, así como paisajes culturales e históricos (Informe de la compañía en las 102-103' Exh. NG-2, en 109). 	servicio al centro de Massachusetts, apoyando así su revitalización, y no afectarán negativamente a tierras ambientalmente sensibles porque estarán predominantemente ubicadas en parcelas previamente perturbadas en las ROWs existentes (Informe de la empresa en 102-103; Exh. NG-2, en 109).

C. Análisis y hallazgos

1. Coherencia con las políticas sanitarias

La Ley de Reestructuración destacó la importancia fundamental de un servicio eléctrico fiable para la salud pública al declarar que "el servicio eléctrico es esencial para la salud y el bienestar de todos los residentes de la Commonwealth" y que "un servicio eléctrico fiable es de suma importancia para la seguridad, salud y bienestar de los ciudadanos y la economía de la Commonwealth." St. 1997, c. 164. Siguiendo este razonamiento, un proyecto que aumente la fiabilidad del servicio eléctrico también debería considerarse que contribuye a la salud de los residentes de la Commonwealth. Mid Cape Reliability a 89; véase también, Beverly-Salem en 109. En la Sección III.E anterior, la Junta de Ubicación concluyó que el proyecto "garantizaría un suministro eléctrico fiable" para la Commonwealth. Por lo tanto, la Junta de Ubicación concluye que los beneficios de fiabilidad del proyecto supondrían beneficios para la salud de los residentes de la Commonwealth. En consecuencia, sujeto a las mitigaciones y condiciones especificadas establecidas en esta Decisión, la Junta de Ubicación considera que los planes de la Compañía para la construcción del Proyecto son coherentes con las políticas sanitarias vigentes de la Commonwealth.

2. Conformidad con las Leyes, Regulaciones y Políticas Medioambientales
 - a. La Ley de Soluciones al Calentamiento Global y otras políticas de reducción de emisiones

La GWSA, promulgada en agosto de 2008, constituye un marco legal integral para abordar el cambio climático en Massachusetts. St. 2008, c. 298.³⁰ La GWSA exige que la Commonwealth reduzca sus emisiones de GEI entre un diez y un 25 por ciento por debajo de los niveles de 1990 para 2020, y al menos un 80 por ciento por debajo de los niveles de 1990 para 2050. G.L. c. 21N, §3(b). Los requisitos se han reforzado y ampliado en los últimos años. Además, la GWSA obliga a las agencias administrativas a considerar los impactos razonablemente previsibles del cambio climático y los efectos relacionados al revisar las solicitudes de permisos. G.L. c. 30, § 61.

El 22 de abril de 2020, conforme a la GWSA, el Secretario emitió una "Determinación del Límite Estatal de Emisiones para 2050" que estableció un nivel de emisiones de gases de emisión de gases de emisión a nivel estatal de gases de emisión (netos cero). La Determinación definió emisiones netas cero como "[un] nivel de emisiones estatales de gases de efecto invernadero que es igual en cantidad a la cantidad de dióxido de carbono o su equivalente que se elimina de la atmósfera y almacena anualmente por, o atribuible a, la Commonwealth; siempre que en ningún caso el nivel de emisiones sea superior a un nivel que esté un 85 por ciento por debajo del nivel de 1990" (Determinación en 1).

El 30 de diciembre de 2020, el Secretario emitió la "Hoja de Ruta de Descarbonización de Massachusetts 2050" ("Hoja de Ruta 2050"). La Hoja de Ruta 2050 proporciona a la Commonwealth estrategias a corto y largo plazo para alcanzar el objetivo de alcanzar emisiones netas cero para 2050. La importancia de una infraestructura adicional de transmisión eléctrica para lograr emisiones netas cero de GEI de-manera rentable es uno de los hallazgos clave de la Hoja de Ruta 2050: "La transmisión adicional aumenta el acceso y la capacidad de compartir recursos de

³⁰ G.L. c. 164, § 69J exige coherencia con las políticas de protección ambiental de la Commonwealth, pero no reconoce explícitamente las políticas energéticas. Sin embargo, la Junta de Ubicación cumple su mandato legal de garantizar un suministro energético fiable con un impacto mínimo en el medio ambiente al menor coste posible dentro del contexto de las políticas energéticas vigentes de la Commonwealth. G.L. c. 164, § 69H; véase también Mid Cape Reliability en 90, n.69; Andrew-Dewar en 100 n.96.

energía limpia adicionales de bajo coste en todo el noreste, reduciendo los costes en general" (Hoja de Ruta 2050 en la página 15). La Hoja de Ruta 2050 subraya la importancia de mantener y mejorar la capacidad de transmisión en Massachusetts para proporcionar un servicio rentable y fiable, y facilitar el desarrollo y uso de recursos limpios y renovables tanto locales como regionales (Hoja de Ruta 2050 en 59, 65). Además, la Hoja de Ruta 2050 identifica la necesidad de aumentar la electrificación para lograr reducciones profundas de emisiones de GEI y prevé el despliegue generalizado de vehículos eléctricos en lugar de motores de gasolina y diésel, así como sistemas electrificados de calefacción y agua caliente basados en bomba de calor en lugar de calderas, calderas y equipos de calentamiento de agua y gas y gasóleo (Hoja de ruta 2050 en la página 35, 44).

La Ley de la Hoja de Ruta actualizó los límites de emisiones de GEI en la GWSA de 2008, codificó el compromiso de Massachusetts de alcanzar emisiones Netas Cero en 2050 y autorizó al Secretario del EEE a establecer un límite de GEI basado en una reducción de emisiones de al menos un 50 por ciento por debajo de los niveles de 1990 para 2030, y al menos un 75 por ciento para 2040. G.L. c. 21N, § 4(h). Actuando conforme a la Ley de Hoja de Ruta, el Secretario emitió el Plan de Energía Limpia y Clima para 2025 y 2030 ("2025-2030 CECP") el 30 de junio de 2022. Este documento actualizó las estrategias clave que la Commonwealth utilizará para alcanzar la reducción del 50 por ciento requerida por ley en las emisiones de GEI por debajo de los niveles de 1990. Por carta emitida simultáneamente con el CECP 2025-2030, el Secretario fijó el límite estatal de emisiones de GEI en 2025 en un 33 por ciento inferior a los niveles de 1990 y un 50 por ciento por debajo de los niveles de 1990 para 2023 (CECP 2025-2030 en 2). Como se señala en el CECP 2025-2030, se prevé que la demanda eléctrica en la Commonwealth aumente significativamente para 2050 debido a la amplia electrificación de los servicios de construcción y transporte. "Por tanto, la intensidad de emisiones de la generación eléctrica debe seguir disminuyendo incluso mientras la generación total aumenta" (2025-2030 CECP en 62).

Un tema recurrente en estas leyes y políticas es la importancia de una transmisión eléctrica fiable. La Hoja de Ruta 2050 y la CECP 2025-2030 reconocen explícitamente un servicio eléctrico fiable. Con respecto a las demás leyes y políticas, se implica la necesidad de una transmisión fiable. La Junta de Ubicación coincide con la Compañía en que la construcción del

Proyecto fortalecería y mejoraría la fiabilidad del sistema de transmisión de la Compañía, como hemos encontrado en la Sección III, supra. Además, la Junta de Ubicación considera que un sistema más robusto sería mejor capaz de acomodar futuros proyectos de energía limpia a gran escala que serán necesarios para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones establecidos por la GWSA, estatutos y políticas relacionadas. La Junta de Ubicación también considera que el proyecto tendría un impacto beneficioso en el cambio climático al facilitar los objetivos de reducción de emisiones. Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que el proyecto sería coherente con las leyes, regulaciones y políticas medioambientales de la Commonwealth.

b. Coherencia con las políticas de justicia ambiental

El Protocolo de Participación Pública de la MEPA para Poblaciones de Justicia Ambiental ("Protocolos EJ") establece que "el Secretario determinará caso por caso la necesidad de mejorar las oportunidades de participación pública para cumplir con el espíritu de la Ley de la Hoja de Ruta Climática." En el Certificado sobre el FEIR, que se discute a continuación, el Secretario expone en detalle las formas en que la Compañía ha cumplido con los requisitos de los Protocolos EJ: es decir, la divulgación, el análisis y la medición de los beneficios y cargas medioambientales (Exh. NG-5; RR-EFSB-2(1)).

La Política EJ exige una mayor participación pública y análisis reforzados cuando el proyecto supere un umbral obligatorio de informe de impacto ambiental ("EIR") para el aire, residuos sólidos y peligrosos (excepto proyectos de remediación), o tratamiento y eliminación de lodos de aguas residuales y aguas residuales; y: (1) el proyecto estaría ubicado a menos de una milla de una población de ej; o (2) el proyecto supere el umbral obligatorio de EIR para el aire y estaría ubicado a menos de cinco millas de una población de EJ (Exh. NG-2, en las 107; Informe de la compañía en el 96). En el certificado emitido sobre la FEIR, el Secretario determinó que el sitio del proyecto se encuentra dentro de cinco poblaciones de EJ en cuatro municipios caracterizados por Ingresos, Minorías y Minorías y Ingresos; y dentro de una milla adicional del Proyecto habría 13 poblaciones de EJ en cinco municipios también caracterizados por Ingresos, Minorías y Minorías e Ingresos (RR-EFSB-2(1) en 4). Sin embargo, el proyecto no supera los

umbrales de la MEPA para residuos aéreos, sólidos o peligrosos (Exh. NG-2, en 106; Informe de la compañía en el 93).

La Política de EJ y la Ley de la Hoja de Ruta enfatizan la importancia de la divulgación de las poblaciones de EJ. En casos que requieren una mayor participación pública, la Política EJ de 2021 exige el "uso de medios alternativos como periódicos comunitarios o étnicos... y [la] traducción de materiales o servicios de interpretación antes y durante las reuniones públicas[.]" De manera similar, la Ley de la Hoja de Ruta exige la provisión de "servicios de traducción" en las reuniones públicas. St. 2021 c. 8, § 60; G.L. c. 30, §60.³¹ El Proyecto no requería traducción basada en las poblaciones EJ; sin embargo, la empresa proporcionaba información y materiales del Proyecto tanto en inglés como en español. Además, conforme a la Política de Acceso Lingüístico de la Junta de Ubicación, la Junta también proporcionaba acceso lingüístico en español.

La Ley de Hoja de Ruta incluye en su definición de principios de EJ, "la distribución equitativa de los beneficios energéticos y medioambientales y las cargas medioambientales." St. 2021 c. 8 § 56; G.L. c. 30, § 62. La Ley de la Hoja de Ruta modificó la Sección 62 del Capítulo 30 para definir los beneficios medioambientales como "el acceso a recursos naturales limpios, incluyendo aire, recursos hídricos, espacios abiertos, parques infantiles construidos y otras instalaciones y espacios recreativos al aire libre, fuentes de energía limpia y renovable, aplicación ambiental, formación y financiación desembolsados o administrados por la oficina ejecutiva de energía y asuntos medioambientales." St. 2021, c. 8, § 56; G.L. c. 30, § 62.

El FEIR confirmó que no habría efectos adversos desproporcionados significativos, cargas medioambientales e impactos en la salud pública para las poblaciones de EJ derivados del Proyecto. El registro muestra que el proyecto se propone dentro de las ROWs existentes, lo que resulta en impactos ambientales adversos minimizados tanto para las poblaciones EJ como para las no EJ. El registro también muestra que el Proyecto mejoraría la infraestructura del sistema de transmisión y cumpliría con los planes regionales integrales para mantener la fiabilidad de la transmisión eléctrica en Nueva Inglaterra, tanto para poblaciones EJ como no EJ. El proyecto

³¹ Esta sección de la Ley de la Hoja de Ruta, St. 2021 c. 8 § 60, insertó una nueva sección, la sección 62J, en las Leyes Generales, capítulo 30.

aumentaría la fiabilidad del suministro eléctrico para las poblaciones de EJ cercanas; y la fiabilidad constituye un beneficio significativo para la salud. Mid Cape Reliability a 89; véase también, Beverly-Salem en 109. Además, el registro también contiene ejemplos de las formas en que el Proyecto no provocaría impactos adversos en las poblaciones de EJ. La Compañía implementaría medidas para evitar, minimizar y mitigar posibles impactos ambientales a lo largo de toda la alineación del Proyecto, incluyendo donde cruce o esté a menos de una milla de las poblaciones de EJ cartografiadas. Como se ha señalado anteriormente, los impactos permanentes en los abutters y las comunidades se han minimizado y los impactos relacionados con la construcción se mitigarían.

Por lo tanto, la Junta de Ubicación considera que el Proyecto es coherente con las políticas medioambientales, incluidas las de justicia ambiental, de la Commonwealth.

3. Consistencia con las políticas de uso y desarrollo de recursos

La Política de Crecimiento Inteligente y Energía estableció los Principios de Desarrollo Sostenible de la Commonwealth. Estos principios incluyen: (1) apoyar la revitalización de los centros urbanos y barrios promoviendo un desarrollo compacto, que conserve la tierra, proteja los recursos históricos e integre usos; (2) fomentar la remediación y reutilización de sitios, estructuras e infraestructuras existentes en lugar de nuevas construcciones en zonas no urbanizadas; y (3) proteger tierras ambientalmente sensibles, recursos naturales, hábitats críticos, humedales y recursos hídricos, así como paisajes culturales e históricos. El proyecto utilizaría terrenos previamente alterados en las ROWs existentes, lo cual sería coherente con la política de reutilización de sitios existentes. La Junta de Ubicación considera que la construcción del Proyecto sería coherente con las políticas de uso de recursos y desarrollo de la Commonwealth.

D. Conclusión

Sujeto a las mitigaciones y condiciones especificadas establecidas en esta Decisión, la Junta de Ubicación considera que los planes de la Compañía para la construcción del Proyecto a lo largo de la Línea Existente serían coherentes con las políticas actuales de salud, protección ambiental y uso y desarrollo de recursos adoptadas por la Commonwealth.

VIII. ANÁLISIS BAJO G.L. C. 164, § 72

La Ley del Clima de 2024 entró en vigor el 18 de febrero de 2025 e introdujo varios cambios en la jurisdicción de la Junta de Ubicación. St. 2024, c. 239. Uno de los cambios fue transferir la jurisdicción sobre la ubicación de líneas de transmisión bajo G.L. c. 164, § 72 ("Sección 72") del Departamento a la Junta de Ubicación, con efecto a partir del 1 de marzo de 2026. St. 2024, c. 239, §§ 75, 139. Además, la Ley Climática de 2024 limitó la aplicabilidad de la Sección 72 a procedimientos de expropiación pública bajo G.L. c. 79. St. 2024, c. 239, § 75. Por lo tanto, a partir del 1 de marzo de 2026, los proveedores de transmisión ya no están obligados a obtener la aprobación para construir "una línea para la transmisión de electricidad con fines de distribución" conforme a la Sección 72, salvo para la aprobación de expropiación. Id.

Las Peticiones de la Compañía en este procedimiento incluyeron una petición bajo la Sección 72, presentada el 1 de mayo de 2023, antes de la promulgación o fecha de entrada en vigor de la Ley de Clima de 2024, y los cambios de la Ley a la Sección 72. Las nuevas regulaciones que implementan el programa de Permisos Consolidados se aplican a los proyectos presentados el 1 de julio de 2026 y posteriores, por lo que no se aplican a este proyecto. Véase 980 CMR 13.00. Este proyecto consiste en líneas de transmisión sobre las que la Junta de Ubicación mantiene jurisdicción bajo G.L. c. 164, § 69J. La Junta de Ubicación mantiene la obligación, conforme a las Secciones 69H y 69J, de garantizar que este proyecto sea necesario, que minimice costes y que evite, minimice y mitigue impactos medioambientales, cumpliendo de forma sustantiva el alcance de una revisión bajo la Sección 72. Dado el cambio en el alcance de la Sección 72 y la jurisdicción continuada de la Junta de Ubicación sobre el Proyecto bajo G.L. c. 164, § 69J, la Junta de Ubicación concluye que no es necesario emitir conclusiones bajo la Sección 72 para este Proyecto. Observamos que este hallazgo no se aplica a ningún proyecto presentado antes de la fecha de entrada en vigor de la Ley del Clima de 2024 y que tampoco se presentaron bajo G.L. c. 164, § 69J.

IX. CONCLUSIONES DE LA SECCIÓN 61

La empresa presentó un Formulario de Notificación Ambiental Ampliada ("EENF") el 12 de septiembre de 2022 (Exposición NG-2, en 6). El 31 de octubre de 2022, el Secretario del EEE

emitió un Certificado sobre el EENF que requería la presentación de un Borrador de Informe de Impacto Ambiental ("DEIR") (Exh. NG-2, en 6). El 31 de octubre de 2023, la Compañía presentó un DEIR al Secretario y, el 16 de enero de 2024, el Secretario emitió un Certificado sobre el DEIR (Exhs. NG-4; NG-6). El 31 de julio de 2024, la Compañía presentó el FEIR al Secretario (Exh. NG-5). El 13 de septiembre de 2024, la Compañía recibió un Certificado del FEIR del Secretario para el Proyecto, en el que se determinaba que el FEIR de la Compañía cumple adecuadamente con la MEPA y sus reglamentos de implementación (RR-EFSB-2(1)).

La MEPA establece que "[c]ada determinación tomada por una agencia de la Commonwealth incluirá una resolución que describa el impacto ambiental, si lo hay, del Proyecto y una constatación de que se han tomado todas las medidas factibles para evitar o minimizar dicho impacto" y deberá considerar impactos razonablemente previsibles sobre el cambio climático, incluyendo emisiones adicionales de GEI y efectos, como el aumento previsto del nivel del mar ("Hallazgos de la Sección 61"). G.L. c. 30, § 61. De acuerdo con el 301 CMR 11.01(4)(c), las conclusiones de la Sección 61 son necesarias cuando se presenta un Informe de Impacto Ambiental al Secretario; y los hallazgos de la Sección 61 deben basarse en dicho Informe de Impacto Ambiental. Cuando no se ha requerido un Informe de Impacto Ambiental y el Secretario no ha requerido una revisión adicional, no son necesarias las conclusiones de la Sección 61. 301 CMR 11.01(4).

Por lo general, la Junta de Ubicación no está obligada a emitir conclusiones G.L. c. c. 30, § 61, en un procedimiento G.L. c. 164, § 69J, ya que las acciones de la Junta de Ubicación están exentas por ley de la MEPA. G.L. c. 164, §69I. Sin embargo, la Junta de Ubicación ha cumplido en el pasado con la MEPA en lo que respecta a la revisión de las Peticiones de la Sección 72, cuando la Petición de la Sección 72 se presentó bajo disposiciones legales implementadas por el Departamento, ya que el Departamento no está exento de la MEPA. La Junta de Ubicación señala que la Sección 72 está ahora bajo la jurisdicción de la Junta de Ubicación, y no del Departamento. Dado que la revisión de la Junta de Ubicación en este procedimiento se realiza conforme a G.L. c. 164, § 69J, y no conforme a la Sección 72, la Junta de Ubicación no está obligada a emitir conclusiones de la Sección 61 en este procedimiento.

X. DECISIÓN

El estatuto habilitante de la Junta de Ubicaciones ordena a la Junta de Ubicaciones implementar las políticas energéticas contenidas en G.L. c. 164, §§ 69H a 69Q, para proporcionar un suministro energético fiable para la Commonwealth con un impacto mínimo en el medio ambiente al menor coste posible. G.L. c. 164, § 69H. El solicitante debe obtener la aprobación de la Junta de Ubicación conforme a G.L. c. 164, § 69J, antes de la construcción de una instalación energética propuesta.

En la Sección III, arriba, la Junta de Ubicación considera que es necesario reemplazar las líneas existentes por nuevas estructuras y conductores monopolistas de acero capaces de 115 kV para mantener un suministro fiable de electricidad.

En la Sección IV, arriba, la Junta de Ubicación considera que la solución de línea capaz de 115 kV es adecuada, y el registro muestra que ningún medio alternativo es capaz de resolver la necesidad ni sería superior al proyecto propuesto.

En la Sección V, arriba, la Junta de Ubicaciones concluye que la Compañía ha demostrado que examinó una gama razonable de alternativas prácticas de ubicación y que sus instalaciones propuestas se ubican en lugares que minimizan los costes y los impactos medioambientales, asegurando al tiempo un suministro eléctrico fiable.

En la Sección VI, arriba, la Junta de Ubicación concluye que el Proyecto, tal como fue diseñado, proporcionará un suministro energético fiable para la Commonwealth, con un impacto mínimo en el medio ambiente, al menor coste posible.

En la Sección VII, mencionada anteriormente, la Junta de Ubicación considera que los planes de la Compañía para la construcción del Proyecto son coherentes con las políticas actuales de salud, protección ambiental y uso y desarrollo de recursos adoptadas por la Commonwealth.

En consecuencia, la Junta de Ubicación APRUEBA conforme a G.L. c. 164, § 69J, la Petición de la Compañía para construir el Proyecto, tal como se describe aquí, sujeta a las siguientes Condiciones de la A a la O.

- A. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que cumpla con todas las leyes, normativas y ordenanzas federales, estatales y locales aplicables de las que la Compañía no haya recibido una exención. La Compañía será responsable de garantizar dicho cumplimiento por parte de sus contratistas, subcontratistas u otros agentes.

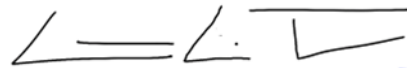
- B. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía, dentro de los 90 días posteriores a la finalización del proyecto, presentar un informe al Consejo de Ubicación documentando el cumplimiento de todas las condiciones contenidas en esta Decisión, señalando cualquier condición pendiente que aún no se haya cumplido y la fecha y estado esperados de cumplimiento.
- C. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que asegure que su Plan de Divulgación Comunitaria de la Construcción establezca protocolos claros para la recepción, documentación, investigación y resolución de quejas. El Plan deberá especificar mecanismos para una comunicación oportuna con los miembros de la comunidad afectada y requerirá que la Compañía responda de manera rápida y eficaz a informes de conductas inapropiadas, preocupaciones de seguridad u otras infracciones que ocurran en obras de construcción, dentro y adyacentes a las ROWs del Proyecto, y en propiedades vecinas. La Compañía también garantizará que se tomen las medidas correctivas necesarias para abordar y prevenir la recurrencia de dichos incidentes.
- D. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que busque minimizar la tala de árboles mediante poda y tala selectiva para maximizar la captura continua de carbono por parte del bosque.
- E. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que consulte con cada municipio afectado para determinar si pueden ser deseables y mutuamente aceptables limitaciones adicionales de horas de trabajo.
- F. La Junta de Ubicaciones ordena que la Compañía cumpla con su compromiso de:
 - (a) obtener los permisos necesarios de MassDOT para el acceso a carreteras estatales y coordinarse con MassDOT para desarrollar los TMPs para trabajos dentro de las vías de acceso de carreteras estatales; (b) consultar con los operadores ferroviarios para establecer protocolos para encadenar operaciones en ubicaciones ferroviarias; (c) coordinar la gestión del tráfico con las autoridades locales para trabajos en calles y carreteras locales; (d) proporcionar aviso previo del uso del acceso fuera de la ROW a los propietarios afectados; y (e) trabajar caso por caso con propietarios que expresen preocupaciones.
- G. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía implementar medidas de mitigación, incluyendo coordinar con abutters medidas razonables de selección y desarrollar soluciones mutuamente aceptables con los propietarios.
- H. La Junta de Ubicación ordena a la empresa identificar materiales peligrosos de forma proactiva, implementar las salvaguardas correspondientes, emplear métodos adecuados de eliminación de residuos y emplear barreras físicas cuando sea necesario.

- I. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía limitar el horario de obras del Proyecto a 7:00 a.m. a 7:00 p.m. de lunes a viernes, y de 8:00 a.m. a 5:00 p.m. los sábados. El horario normal de trabajo en la construcción no incluirá domingos ni festivos estatales o federales. Si la Compañía necesita ampliar las horas de trabajo de construcción más allá de las horas y días mencionados anteriormente, salvo circunstancias de emergencia que requieran horas extendidas, deberá solicitar permiso por escrito a la autoridad municipal correspondiente (o autoridades) antes de comenzar dichos trabajos y proporcionar a la Junta de Ubicación una copia de dicho permiso. Si la Compañía y los funcionarios municipales no se ponen de acuerdo sobre si deben realizarse dichas horas de construcción ampliadas, la Compañía podrá solicitar autorización previa a la Junta de Ubicación y proporcionará al municipio (o municipios) asociado una copia de dicha solicitud. El trabajo que requiera una duración continua mayor que las horas normales de construcción estará exento de esas horas. La Compañía deberá informar con prontitud a la Junta de Ubicación y a la autoridad municipal correspondiente (o autoridades) de cualquier trabajo de emergencia que se realice fuera del horario normal de construcción.
- J. La Junta de Ubicación ordena que si la Compañía determina, en consulta con su(s) proveedor(es) de construcción, que es necesario el uso de helicópteros, la Compañía notificará cualquier residencia situada a menos de 300 pies del límite de la ROW y adyacente a la(s) ubicación(es) propuesta(s) para helicópteros al menos siete días antes del inicio.
- K. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que contrate a un profesional autorizado del sitio para identificar y asegurar que todas las actividades de construcción cumplan con cualquier restricción en las actividades y limitaciones de uso asociadas al número de seguimiento de liberación.
- L. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que cumpla sus compromisos de mitigación de carbono con DCR y MassAudubon, tal como se describe en el expediente, y que presente una presentación ante la Junta de Ubicación dentro de los 90 días posteriores a la finalización del proyecto documentando su cumplimiento.
- M. La Junta de Ubicaciones ordena a la Compañía que presente a la Junta una estimación actualizada y certificada de costes para el Proyecto antes del inicio de la construcción.
- N. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía presentar informes semestrales de cumplimiento ante la Junta de Ubicación a partir de los 180 días posteriores al inicio de la construcción, que incluyan los costes proyectados y reales de construcción, y explicaciones sobre cualquier discrepancia entre los costes proyectados, los costes reales y las fechas de finalización.

- O. La Junta de Ubicación ordena a la Compañía que coordine rápidamente con el Programa de Vías Navegables de MassDEP para determinar la necesidad de una o más licencias bajo el Capítulo 91 y que solicite con prontitud cualquier licencia requerida, si es necesario.

Dado que los asuntos tratados en esta Decisión relativos a esta instalación pueden cambiar con el tiempo, la construcción de la instalación propuesta debe comenzar dentro de los tres años siguientes a la fecha de la decisión.

Además, la Junta de Ubicación señala que las conclusiones de esta decisión se basan en el expediente de este caso. Un promotor del proyecto tiene la obligación absoluta de construir y operar su instalación conforme a todos los aspectos de su propuesta tal y como se presenta a la Junta de Ubicación. Por lo tanto, la Junta de Ubicación exige que la Compañía, o sus sucesores interesados, notifiquen a la Junta de Ubicación cualquier cambio que no sea una variación menor en la propuesta, para que la Junta pueda decidir si investiga más sobre un asunto concreto. La Compañía o sus sucesores en interés están obligados a proporcionar a la Junta de Ubicación información suficiente sobre los cambios en el proyecto propuesto para que la Junta de Ubicación pueda tomar estas decisiones.



Connor C. Tarr
Presidente de la Presidencia

Fechado este 4 de junio de 2026

APROBADO por votación unánime de la Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas en su reunión del 2 de junio de 2026, por los miembros presentes y votantes. Votando a favor de la Decisión Final enmendada: Rebecca L. Tepper, Secretaria de Energía y Asuntos Ambientales y Presidenta de la Junta de Ubicación de Instalaciones Energéticas; Jeremy McDiarmid, presidente del Departamento de Servicios Públicos; Elizabeth Mahony, comisionada del Departamento de Recursos Energéticos; Bonnie Heiple, comisionada del Departamento de Protección Ambiental; Patrick Field, subsecretario y designado de Eric Paley, secretario de la Oficina Ejecutiva de Desarrollo Económico; Thomas O'Shea, Comisionado del Departamento de Pesca y Caza; y Meg Blanchet, directora del Programa de Toxicología, y designada del Dr. Robert Goldstein, comisionado del Departamento de Salud Pública.



Rebecca L. Tepper, Secretaria de Energía y
Asuntos Ambientales y Presidenta de la Junta de

Ubicación

Fechado este 4 de junio de 2026

El recurso en materia de derecho de cualquier decisión final, orden o resolución de la Junta de Ubicación puede ser presentado ante el Tribunal Supremo Judicial por parte de interés mediante la presentación de una petición por escrito solicitando que la orden de la Junta de Ubicación sea modificada o anulada total o parcialmente. Dicha petición de apelación deberá presentarse ante la Junta de Ubicación dentro de los veinte días siguientes a la fecha de notificación de la decisión, orden o resolución de la Junta de Ubicación, o dentro del plazo adicional que la Junta permita a solicitud presentada antes de que expiren los veinte días posteriores a la fecha de notificación de dicha decisión, Orden o resolución. En un plazo de diez días tras la presentación de dicha petición, la parte apelante deberá presentar la apelación ante el Tribunal Supremo Judicial con sede en el condado de Suffolk, presentando una copia ante el secretario de dicho tribunal. G.L. Capítulo 25, Sección 5; G.L. Capítulo 164, Sección 69 P.