

I. CONSULTAS RELATIVAS A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN SGT

1. Cláusula 4.1

La cláusula se refiere a los títulos habilitantes que deben ser gestionados por el Concesionario conforme a las Leyes Aplicables y también menciona la prioridad que debe dar el Estado a la tramitación de los mismos.

Pese a lo anterior, en los hechos se han venido presentando demoras excesivas en el otorgamiento de determinados permisos, en particular nos referimos a la concesión definitiva de transmisión, requisito indispensable para que el Concesionario pueda inscribirse en el COES, coordinar la realización de pruebas de los Proyectos, integrar los Proyectos al SEIN y, finalmente, dar inicio a la prestación del Servicio.

Las demoras vienen dándose como consecuencia de la indefinición por parte del Ministerio de Energía y Minas respecto a la evaluación y eventual realización de los procesos de consulta previa, la misma que se realiza en una oportunidad muy tardía de los Proyectos, es decir, cuando éstos se encuentran prácticamente concluidos.

De acuerdo a la información pública, se estaría trabajando en un proyecto de norma o regulación al interior del Ministerio de Energía y Minas para que este problema, que hoy enfrentan varios proyectos en ejecución, no sea enfrentado por los proyectos a ser adjudicados.

Pese a lo anterior, hasta el momento no hay claridad respecto a cuál será el tratamiento que el Ministerio dará a los nuevos Proyectos en lo referente a la consulta previa, lo cual resulta esencial conocer antes de la presentación de ofertas, toda vez que se trata de un riesgo significativo que, Proyectos de la envergadura de los que son materia del presente Concurso, no deberían enfrentar, más aún considerando que existen altas probabilidades de la presencia de pueblos originarios a lo largo de la ruta de las líneas de transmisión a ejecutar.

2. Cláusula 4.2

La cláusula indica que el Concesionario adquirirá los derechos sobre los terrenos de los Proyectos conforme a lo previsto en el Anexo 1. El mencionado Anexo, a su vez, exige que el Concesionario adquiera la propiedad de los terrenos donde se encontrarán las subestaciones.

Solicitamos evaluar la posibilidad de que se pueda obtener otro tipo de derechos reales sobre los terrenos, en la medida que con estos se cumpla con la finalidad prevista en el Contrato. La razón de este pedido es el hecho que la adquisición de un terreno no depende exclusivamente de la voluntad del Concesionario sino también y especialmente de su actual titular; sin perjuicio que la adquisición en propiedad fomenta la especulación de los valores de los terrenos afectados por los Proyectos.

3. Cláusula 4.3

En primer lugar, consideramos que el plazo de noventa (90) días calendario para estar en condiciones de solicitar la suspensión de los plazos del Anexo 7 cuando ha ocurrido una demora por acción u omisión del Estado, resulta excesivo e incorpora a los Proyectos un nivel de riesgo innecesario, más aun considerando que en estos casos las demoras escapan al control del Concesionario. Al respecto solicitamos que el plazo sea reducido a cuarenta y cinco (45) días calendario, cuando menos.

Por otro lado, nos parece positivo que la cláusula establezca que, si el Concedente no se pronuncia dentro del plazo respecto a la solicitud de suspensión de plazo debido a la acción u omisión del Estado, se entienda que dicha solicitud ha sido aceptada. Sin embargo, solicitamos que se establezca como obligación del Concedente la expedición de un documento que reconozca expresamente la ampliación de los plazos previstos en el Anexo 7. Dicho pedido obedece a que, en el marco del Régimen de la Recuperación Anticipada del IGV, cuando se producen modificaciones en el cronograma, las entidades exigen que haya un documento en el cual el Ministerio de Energía y Minas reconozca expresamente las nuevas fechas de los Proyectos, en particular, la nueva fecha de la Puesta en Operación Comercial.

4. Cláusula 4.4

En relación a las condiciones previas para el inicio de las actividades constructivas, solicitamos revisar la redacción en caso se modifique la oportunidad en la cual debe realizarse el proceso de consulta previa y si dicho pronunciamiento va a ser o no una condición precedente al inicio de las obras.

5. Cláusula 4.10

Solicitamos modificar la cláusula 4.10 de modo que si una autoridad gubernamental solicita un cambio en el Proyecto y esto genera sobrecostos, dichos sobrecostos sean reconocidos a través de un incremento en la Base Tarifaria.

Dado que a partir de este año el riesgo de la realización de Consulta Previa ha vuelto a ser una posibilidad en los proyectos de transmisión, solicitamos que se recupere la redacción prevista en anteriores contratos de concesión (el correspondiente anexo 9) en la que se reconocían incrementos en la Base Tarifaria como consecuencia de la ejecución de variantes derivadas de los acuerdos arribados por el Estado en el marco del proceso de Consulta Previa. Las decisiones que adopten las autoridades públicas que afecten la ruta de los Proyectos son aspectos que escapan del control del Concesionario por lo que es razonable que si estas variaciones suponen una mayor inversión y/o mayores costos de operación y mantenimiento, estos sean remunerados al Concesionario.

6. Cláusula 7.2

La Cláusula 7.2 (d) permite al Concesionario “*hacer que se contrate la póliza CAR*”. Solicitamos precisar que durante el período de construcción también sería posible hacer que se contrate los conceptos estipulados en los literales (a) y (c) de la referida Cláusula 7.2. No es inusual que el contratista EPC contrate y pague el seguro CAR en nombre del Concesionario hasta la Puesta en Operación Comercial y que también cubra los seguros previstos en los literales (a) y (c).

7. Cláusula 9.3

En relación a la cláusula 9.3 tenemos los siguientes comentarios:

- Sugerimos que se permita expresamente en los literales a) y b) de la cláusula 9.3 que las garantías puedan respaldar cualquier otro Proyecto que desarrolle el Concesionario – tanto aquellos que son materia del mismo Concurso como cualquier otro que pudiera haberle sido adjudicado.

Siendo un solo Concesionario el que desarrolle tales Proyectos, resulta muy difícil para la bancabilidad estructurar financiamientos independientes y con garantías separadas.

- Sugerimos que se deje expresa constancia en el literal a) de la cláusula 9.3 que se puede ceder u otorgar garantías sobre los derechos de crédito e ingresos de los Proyectos, además de las otras garantías ahí previstas y que basta la celebración del Contrato de Concesión SGT para que se autorice dicho otorgamiento.
- Solicitamos incorporar expresamente la referencia a que se puede constituir un fideicomiso en garantía. Cabe señalar que el literal b) de la cláusula 7.6 y las cláusulas 13.35 y 13.36 hablan de fiduciarios, pero no se especifica cómo se constituye el referido fideicomiso.

Si se considera que esta posibilidad se encuentra comprendida como parte del paquete de garantías bajo el literal a) de la cláusula 9.3, que resulta estándar, sugerimos contemplarlo expresamente.

Si la figura del fideicomiso en garantía está permitida, cabe indicar que, habiéndose otorgado garantía a los Acreedores Permitidos, las instrucciones de pago bajo la cláusula 13.36 ya no deberían darse por el Concesionario sino por el fiduciario mismo, asumiendo que es un fiduciario de un fideicomiso constituido en garantía de los Acreedores Permitidos.

8. Cláusula 9.3

El literal c) del numeral 9.8 no resulta del todo correcto, dado que el otorgamiento de garantías, más allá de que no genera nuevas obligaciones en el Concedente, sí resulta oponible a éste en, por ejemplo, el pago por terminación, dado que, con la cesión del derecho a recibir dicho pago, el Concedente deberá realizar

dicho pago a los Acreedores Permitidos y no al Concesionario. Solicitamos modificar la redacción.

9. Cláusula 9.11

En la cláusula 9.11, no resulta razonable la exigencia de que al menos el 50% del monto requerido para el Cierre Financiero deba ser acreditado a través del financiamiento con Acreedores Permitidos. El CONCESIONARIO debería tener la discreción de decidir cómo se financia originalmente el Proyecto y no vemos por qué la decisión de financiar sin Acreedores Permitidos afectaría al Proyecto. Es muy usual que se financie originalmente con deuda con vinculados o préstamos puentes y luego se refinance con deuda frente a Acreedores Permitidos.

10. Cláusula 10.6

Al igual que en el caso de la cláusula 4.3, consideramos que el plazo de noventa (90) días calendario para estar en condiciones de solicitar la suspensión de los plazos del Anexo 7 cuando ha ocurrido un evento de fuerza mayor, resulta excesivo e incorpora a los Proyectos un nivel de riesgo innecesario, más aun considerando que en estos casos se trata de eventos que escapan al control del Concesionario. Al respecto solicitamos que el plazo sea reducido a cuarenta y cinco (45) días calendario, cuando menos.

11. Cláusula 13.27

Consideramos excesivo el plazo de veintiún (21) meses para organizar, convocar y ejecutar la licitación pública para la transferencia de la Concesión. Más aun considerando que en el caso de líneas de transmisión tiene bastante estandarizados los procesos y contratos. Solicitamos que se reduzca a doce (12) meses contados desde el inicio del procedimiento de terminación, tal y como está previsto en otros contratos.

Asimismo, no se ha previsto un plazo máximo para dar fin al proceso de terminación en caso de que se decida no licitar los Proyectos. Al respecto solicitamos que se incorpore expresamente un plazo similar, de doce (12) meses contados desde el inicio del procedimiento de terminación.

12. Cláusula 13.30 b)

Solicitamos que se reduzca de dieciocho (18) a doce (12) meses el plazo previsto en el numeral b) de la cláusula 13.30.

Es importante que los plazos para culminar con la transferencia de los Bienes de la Concesión y, por ende, los plazos para la terminación de los Contratos sean similares a efectos de dar mayor certeza respecto a la oportunidad en la cual se efectuará el correspondiente pago por terminación.

13. Cláusula 13.34.1

Solicitamos que se reduzca de veinticuatro (24) a cuando menos dieciocho (18)

meses el plazo previsto en la cláusula 13.34.1. Consideramos excesivo un plazo de dos años para efectuar el pago por terminación.

14. Cláusula 15.4

La Cláusula 15.4 (a) únicamente permite al Concesionario invocar la ruptura del equilibrio económico financiero del Contrato hasta la Puesta en Operación Comercial para los eventos enumerados en la cláusula 15.6 (a); sin embargo, es posible que los eventos estipulados en la cláusula 15.6 (a) puedan evitar que la Puesta en Operación Comercial ocurra (por ejemplo, si existe un aumento en los costos debido a un cambio en las Leyes Aplicables que exceda el presupuesto para contingencias).

La capacidad de solicitar el restablecimiento del equilibrio económico financiero bajo esta cláusula no debe estar vinculada a la Puesta en Operación Comercial. Como alternativa, sugerimos permitir al Concesionario hacer la solicitud dentro de los 6 meses posteriores a la ocurrencia de cualquier evento bajo la cláusula 15.6 (a).

15. Cláusula 15.7

La redacción de la cláusula 15.7 parece limitar la posibilidad de invocar la ruptura del equilibrio económico financiero de manera anual. Solicitamos modificar la redacción a efectos de reconocer el efecto acumulado del cambio normativo. Al descartar el efecto acumulado, sumado al hecho del umbral de materialidad que establece la cláusula, prácticamente se estaría vaciando de contenido este mecanismo.

Recordamos que la cláusula de restablecimiento del equilibrio económico financiero lo que busca es darle una herramienta a los concesionarios para reducir el riesgo de cambios en las Leyes Aplicables, el cual depende exclusivamente del control del Concedente. En tal sentido, al incorporar este tipo de limitaciones se está, cuando menos, haciendo que el Concesionario comparta con el Estado un riesgo que corresponde exclusivamente a este último.

II. CONSULTAS RELATIVAS A LOS ANEXOS Nº 1 DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN SGT

16. Por favor, confirmar si, en las subestaciones a ampliar, hay previsión de espacio y potencia para la conexión de las cargas de servicios auxiliares correspondientes a la ampliación.
17. Por favor, confirmar si los concesionarios de las subestaciones a ampliar tienen obligación de permitir la conexión de las cargas de servicios auxiliares de la ampliación en los tableros existentes.
18. De acuerdo con lo expuesto en el contrato, el Concesionario será responsable de realizar las coordinaciones con el titular de la Subestación a ampliar a fin de realizar a su costo las adecuaciones y/o modificaciones que sean requeridas para la coordinación de los sistemas de control, protección y telecomunicaciones

en la subestación. Por favor, confirmar marca modelo y características de la aparamenta de alta tensión existente en las subestaciones a ampliar.

19. Por favor, confirmar si la aparamenta a instalar en la ampliación de la subestación Nueva Huánuco debe ser aislada en gas (GIS).
20. De acuerdo con lo expuesto en el contrato, el Concesionario será responsable de realizar las coordinaciones con el titular de la Subestación Nueva Huánuco a fin de realizar a su costo las adecuaciones y/o modificaciones que sean requeridas para la coordinación de los sistemas de control, protección y telecomunicaciones en la subestación. Por favor, confirmar marca modelo y características de la aparamenta de alta tensión aislada en gas (GIS) existente en la subestación Nueva Huánuco.
21. Por favor, confirmar que, en el edificio existente en la Subestación Nueva Huánuco que alberga la GIS existente, hay espacio disponible para la ampliación de dicha subestación con las bahías GIS correspondientes.
22. Por favor, confirmar el nombre definitivo de la subestación denominada Nueva Huánuco en la segunda versión del contrato.
23. Por favor, confirmar a qué sistema de transmisión (local, troncal regional o troncal nacional) pertenecen las instalaciones descritas en los contratos.
24. Solicitamos confirmar nuestro entendimiento de que se podrán utilizar tanto aisladores de vidrio como aisladores de silicona para el aislamiento de las líneas de transmisión.
25. Solicitamos confirmar si está permitido el uso de torres atirantadas para la construcción de las líneas.
26. Solicitamos confirmar si se pueden establecer casos especiales donde las condiciones climatológicas extremas sean diferentes a las indicadas en este Código Nacional de Electricidad – Suministro Tabla 250-1-B. ¿Se podrán utilizar valores diferentes a los indicados en este CNE-Utilización siempre y cuando la experiencia haya demostrado que dichos nuevos valores tengan un correcto desempeño?

27. Anexo 3: Definición de Acreedores Permitidos

En la definición de Acreedores Permitidos, debería permitirse que cualquier titular de valores mobiliarios sea Acreedor Permitidos, al margen de que sea Inversionista Institucional o no, dado que podría darse una emisión por oferta pública, en cuyo caso los titulares de los valores mobiliarios podrían no ser inversionistas institucionales.

"ENLACE 500 KV HUÁNUCO-TOCACHE-CELENDÍN-TRUJILLO, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS"

Categoría	Título, Cláusula del Contrato	Consulta y/o Sugerencia
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>2.CONFIGURACIÓN BÁSICA</p> <p>vii. Subestación Celendín 500/220 kV</p>	<p>El contrato indica los siguientes requerimientos:</p> <p><u>Para el Lado de 500 kV de la Subestación</u></p> <p>e) Un (01) banco de reactores de línea en 500 kV, línea hacia la subestación Trujillo, conformado por tres unidades monofásicas de 29 MVAR más una unidad de reserva, a la tensión $500/\sqrt{3}$ kV y con una potencia trifásica de 87 MVAR.</p> <p>g) Un (01) banco de reactores de línea de 500 kV – 87 MVAR, conformado por 3 unidades monofásicas de 29 MVAR cada una, más unidad de reserva.</p> <p>Se solicita revisar y validar si esto corresponde a un error; ya que en los dos casos se hace referencia al mismo banco de reactores de línea de 87 MVAR que debe ser instalado en la bahía de línea hacia la subestación Trujillo, o efectivamente se hace referencia a dos equipos diferentes. En caso de ser la segunda opción, por favor aclarar en qué línea debe ser instalado en banco de reactores indicado en el literal g).</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>k) Protección y medición</p>	<p>En el contrato se dispone el siguiente texto:</p> <p>“Asimismo, los sistemas de protección de las líneas de transmisión en 500 kV deberán contar con unidades de medición fasorial sincronizada (PMU). El alcance de la instalación de las PMUs deberá considerar un esquema Wide Area Monitoring Protection and Control (WAMPAC). Las características de funcionalidad del esquema WAMPAC serán definidas por el COES.</p> <p>Asimismo, se instalarán concentradores de datos de sincrofasores (PDC) en las subestaciones nuevas (Tocache y Celendín).</p> <p>Los PMU de los nuevos relés de protección de las líneas en 500 kV podrán integrarse a los PDC de las subestaciones existentes Nueva Huánuco y Trujillo nueva.”</p>

	<p>k1. Líneas de Transmisión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se solicita aclarar y especificar cuál es el alcance del esquema WAMPAC a nivel de hardware y software, es decir, cantidad de PMUs a instalar y en que celdas (Area de influencia del WAMPAC). • Se solicita confirmar que en caso se identifique que es necesario realizar una modificación en una instalación existente para el funcionamiento del sistema WAMPAC esto no es alcance del presente proyecto. (Por favor especificar cual es el área de influencia del esquema WAMPAC) • Se solicita indicar que tipo de pruebas se deben considerar para el esquema WAMPAC. • Se solicita aclarar o confirmar si en las subestaciones existentes en donde no existe instalado un PDC, no será requerido instalar este. • En la subestación Trujillo Nueva no existe un PDC como se indica en las bases, por favor aclarar e indicar como se deben integrar los sincrofasores de las PMU de esta subestación. • Se recomienda dejar claro que las configuraciones requeridas en los PDCs del COES no son responsabilidad del concesionario.
<p>Subestaciones</p>	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>k) Protección y medición</p> <p>k1. Líneas de Transmisión k2. Autotransformadores k3. Reactores</p>	<p>El contrato plantea el siguiente requerimiento:</p> <p>“Se cumplirá con los requisitos establecidos en Capítulo 2, Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 y lo prescrito en el respectivo anteproyecto.</p> <p>La protección del sistema de transmisión deberá estar conformada por una protección principal, una secundaria y otra de respaldo en unidades físicas distintas.”</p> <p>El PR-20 en el Capítulo 2: “REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES” indica lo siguiente:</p> <p>“En los planos RP-LT-01, RP-LT-02, RP-LT-03 y RP-LT-04 se muestra las protecciones mínimas para las líneas de transmisión (con aporte a la falla desde ambos extremos de la línea) para cada clasificación descrita. Considerando tres casos que son: líneas cortas, líneas medianas y líneas largas.</p> <p>Los esquemas anteriores se deben tomar como una referencia general y están orientados para su implementación en las nuevas instalaciones.”</p> <p>En los planos indicados se consideran dos (02) IED’s con todas las funciones de protecciones necesarias para garantizar un esquema de protección seguro y confiable para las líneas de transmisión,</p>

		<p>transformadores y reactores. Adicionalmente, en los procesos de convocatorias recientes se ha considerado este criterio para especificar los esquemas de protección.</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar el requerimiento de una protección de respaldo en una unidad física distinta a la protección principal y secundaria, e incluir las funciones de protección de respaldo en las unidades de protección principal y secundaria.</p> <p>Es decir:</p> <p>“Se cumplirá con los requisitos establecidos en Capítulo 2, Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 y lo prescrito en el respectivo anteproyecto.</p> <p>La protección del sistema de transmisión deberá estar conformada por una protección principal y una secundaria en unidades físicas distintas.”</p> <p>Esta solicitud aplica para los esquemas de protección de las líneas de transmisión, transformadores y reactores.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>n) Control</p>	<p>El contrato plantea el siguiente requerimiento:</p> <p>“El control de cada celda o bahía se realizará desde unidades de control de bahía (UCB), una por cada celda en alta tensión, las mismas que serán unidades diferentes a las unidades incorporadas en los relés de protección”</p> <p>La descripción contradice los lineamientos del procedimiento técnico del COES PR-20 según los descrito en el Anexo 1, Capítulo 3, Numeral 2.2.” Funcionalidades” el cual indica:</p> <p>“Se deja libre a cada agente, la decisión de adoptar el criterio de IEDs con funciones separadas de protección y de control o IEDs con funciones de protección y de control combinadas”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar este requisito y dejar que la solución de ingeniería para la conexión esté de acuerdo con los requerimientos del PR-20 en donde se posibilita que los IED’s puedan contener funciones de protección y control integradas.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 5 TELECOMUNICACIONES</p>	<p>El contrato afirma lo siguiente:</p>

	<p>Numeral 7</p>	<p>“El CONCESIONARIO brindará facilidades para el alojamiento de equipamiento óptico necesario para iluminar la fibra óptica de titularidad del Estado, incluyendo el uso compartido de espacios.”</p> <p>Por favor confirmar que en la(s) subestaciones en las cuales ya se dispone de espacios que cumplen con los requerimientos particulares indicados en este numeral, se permitirá instalar el equipamiento óptico en el rack o gabinete en el cual estén dispuestos los ODFs previamente instalados por otros, no siendo necesario la construcción o disposición de facilidades adicionales a las ya mencionadas.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3. Subestación Celendín 500/220 kV</p> <p>Y</p> <p>3.3.5. Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>i) Equipos de 500 kV j) Equipos de 220 kV</p>	<p>En la sección 3.3.3. <i>Subestación Celendín</i> el contrato indica los requerimientos para los equipos en 500 kV y en 220 kV para la subestación Celendín, en esta subestación en específico se contará con un autotransformador el cual tendrá un devanado terciario en 33 kV.</p> <p>Adicionalmente en la sección 3.3.5. <i>Requerimientos Técnicos de Subestaciones</i> el contrato especifica el equipamiento necesario para las celdas de 500 kV (i. Equipos de 500 kV) y 220 kV (j. Equipos de 220 kV).</p> <p>Se solicita que el contrato detalle los equipos de maniobra y medida necesarios para el nivel de tensión de 33 kV en un ítem particular, adicional que se indique si la conformación de la delta debe realizarse en celdas metálicas blindadas de media tensión tipo metal-clad.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3.3. Subestación Celendín 500/220 kV</p>	<p>En la descripción del alcance asociado a esta Subestación se indica: “El alcance previsto para la implementación de la subestación <u>Tocache</u> comprende el equipamiento e instalaciones que se describen seguidamente:.”</p> <p>No obstante, este numeral se refiere a la Subestación Celendín. Por ello, se recomienda actualizar el párrafo anterior para evitar confusiones en la preparación de la oferta y el desarrollo de la ingeniería asociada al Proyecto.</p>

Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2 SUBESTACIONES</p> <p>g) Transformadores de corriente</p>	<p>En el literal g, se sugiere incluir las consideraciones técnicas para el uso de transformadores de medidas de baja potencia (LPIT-Low Power Instrument Transformers) ya que estos equipos ofrecen ventajas técnicas, tecnológicas y además que cumplen con los requisitos técnicos que ofrecen los TI convencionales.</p> <p>Este tipo de TI cumple con creces el nivel de precisión solicitado, se puede garantizar la redundancia de la medición, no se tienen problemas de riesgo eléctrico por secundarios abiertos, se elimina la probabilidad de explosión y el tema de saturación se suprime; es decir, la utilización de esta tecnología (transformadores de instrumentación LPIT) no solo no degrada el objeto final del equipo, sino que lo mejora.</p>																											
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>h) Transformadores de tensión</p>	<p>El numeral 4.2. – Literal h) “Transformadores de tensión” señala el siguiente requerimiento:</p> <table border="1" data-bbox="902 571 1818 794"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>500 kV</th> <th>220 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tipo de instalación</td> <td>Exterior</td> <td>Exterior</td> </tr> <tr> <td>Tensión secundaria</td> <td>110/$\sqrt{3}$ V</td> <td>110/$\sqrt{3}$ V</td> </tr> <tr> <td>Características de núcleos de medida</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> a) Clase de precisión</td> <td>0,2 %</td> <td>0,2 %</td> </tr> <tr> <td> b) Potencia</td> <td>15 VA (referencial)</td> <td>15 VA (referencial)</td> </tr> <tr> <td>Características de núcleos de protección</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> a) Clase de precisión</td> <td>3P</td> <td>3P</td> </tr> <tr> <td> b) Potencia</td> <td>15 VA (referencial)</td> <td>15 VA (referencial)</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se sugiere incluir en este literal las consideraciones técnicas para el uso de transformadores de medidas de baja potencia (LPIT-Low Power Instrument Transformers) ya que estos equipos ofrecen ventajas técnicas, tecnológicas y además que cumplen con los requisitos técnicos que ofrecen los TI convencionales.</p>	Descripción	500 kV	220 kV	Tipo de instalación	Exterior	Exterior	Tensión secundaria	110/ $\sqrt{3}$ V	110/ $\sqrt{3}$ V	Características de núcleos de medida			a) Clase de precisión	0,2 %	0,2 %	b) Potencia	15 VA (referencial)	15 VA (referencial)	Características de núcleos de protección			a) Clase de precisión	3P	3P	b) Potencia	15 VA (referencial)	15 VA (referencial)
Descripción	500 kV	220 kV																											
Tipo de instalación	Exterior	Exterior																											
Tensión secundaria	110/ $\sqrt{3}$ V	110/ $\sqrt{3}$ V																											
Características de núcleos de medida																													
a) Clase de precisión	0,2 %	0,2 %																											
b) Potencia	15 VA (referencial)	15 VA (referencial)																											
Características de núcleos de protección																													
a) Clase de precisión	3P	3P																											
b) Potencia	15 VA (referencial)	15 VA (referencial)																											
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5. Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p>	<p>El numeral 3.3.5 - Literal i) “Equipos de 500 kV”, señala el siguiente requerimiento:</p> <p>“Celdas de conexión al banco de autotransformadores: pararrayos, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar (con dispositivo de sincronización de maniobra) y seccionador de barras.” y,</p> <p>El numeral 3.3.5 - Literal j) “Equipos de 220 kV”, indica lo siguiente:</p> <p>“Celdas de conexión al banco de autotransformadores: pararrayos, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar con dispositivo de sincronización de maniobra y seccionador de barras.”</p>																											

	<p>i) Equipos de 500 kV j) Equipos de 220 kV</p>	<p>Se sugiere:</p> <p>Retirar este requerimiento y dejar a criterio del Concesionario la necesidad de implementar el uso de dispositivos de sincronización de maniobra.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5. Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>k) Protección y medición</p> <p>k4. Sistema de barras</p>	<p>El numeral 3.3.5 – Literal k4) “Sistema de barras” señala el siguiente requerimiento:</p> <p>“Para ambas configuraciones de barra, se implementarán dos relés diferenciales de barra (uno para cada barra en unidades de protección separadas), del tipo no centralizado, las cuales deberán incorporar las funciones de falla del interruptor, y de sobrecorriente para el acoplamiento.”</p> <p>Sin embargo, en la descripción general del literal k) “Protección y medición” también se indica lo siguiente:</p> <p>“Se cumplirá con los requisitos establecidos en Capítulo 2, Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 y lo prescrito en el respectivo anteproyecto.”</p> <p>En síntesis, la descripción contradice los lineamientos del procedimiento técnico del COES PR-20 según los descrito en el Anexo 1, Capítulo 2, Numeral 4” Requisitos mínimos de equipamiento de protección de barras.” En los planos RP-BA-01 y RP-BA-02 se muestra las protecciones mínimas para configuraciones de doble barra con acoplamiento, y doble barra con acoplamiento y seccionador de transferencia respectivamente</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar este requisito y dejar que la solución de ingeniería se haga de acuerdo con los requerimientos y esquemas del PR-20.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p>	<p>En este numeral se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“Antes del inicio de la ejecución del Proyecto y como parte del Estudio de Pre-Operatividad (EPO), el CONCESIONARIO debe elaborar y presentar el Estudio de Validación de Tecnología.”</i></p> <p>Se sugiere:</p> <p>Teniendo en cuenta que el COES adelantó una consultoría técnica especializada independiente, desarrollada por Deloitte/Black&Veatch, donde ya se validaron algunas tecnologías que cumplen los requerimientos del Proyecto, por favor aclarar si este estudio de <i>Validación de Tecnología</i> debe considerar un alcance adicional al ya incluido en el estudio contratado por el COES, si debe ser realizado bajo ciertas</p>

	<p>j) Equipo Automático de Compensación Serie (EACS)</p>	<p>circunstancias (por ejemplo, si se opta por una tecnología diferente a las ya avaladas en el estudio desarrollado por el COES), o cualquier otra información adicional que permita acotar el alcance de este estudio.</p> <p>Asimismo, analizar la posibilidad de que este estudio de <i>Validación de Tecnología</i> pueda ser presentado de forma independiente (y anticipada) al resto de estudios y entregables de ingeniería que componen el EPO. Lo anterior, con el objetivo de tener cierta flexibilidad dentro del cronograma de ejecución del proyecto y poder adelantar esta actividad extremadamente relevante para el desarrollo del Proyecto.</p>
<p>Subestaciones</p>	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j2. Configuración del EACS</p>	<p>En este numeral se indica el siguiente requerimiento: <i>“En la operación de contingencia (sobrecarga del 30% respecto a la Operación normal durante 0.5 h), se debe garantizar que el EACS tenga una máxima capacidad de regulación de por lo menos un valor igual a la de Operación normal (corriente de 1620 A).”</i></p> <p>A propósito de este requerimiento, es importante tener en cuenta que, para tecnologías de compensación basadas en fuentes de tensión, cuanto mayor sea la corriente a la cual debe ser garantizado un porcentaje de compensación específico (que al final es representado por una reactancia en ohmios), más robusto debe ser el equipo, o dicho de otra forma, mayor debe ser la fuente de tensión a ser instalada. En este sentido, garantizar un porcentaje de compensación del 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 2100 A circulando a través de la línea durante 0.5h, podría implicar un EACS un poco más robusto que si el requerimiento fuese garantizar un porcentaje de compensación del 50% de la reactancia serie de la línea a la corriente nominal de la línea (1620 A).</p> <p>Se sugiere:</p> <p>En relación a lo anterior, y basado en nuestra interpretación de este requerimiento, se sugiere dejar de forma clara si el EACS debe garantizar un porcentaje de regulación de por lo menos el 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 2100 A circulando a través de la línea durante 0.5h, o si solo es requerido garantizar un porcentaje de regulación de por lo menos el 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 1620 A.</p>
<p>Subestaciones</p>	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“La estrategia de control del EACS debe estar basada en la regulación automática y continua de la compensación de la reactancia serie por fase de la línea basada, como mínimo, en el control de flujo de potencia de la línea compensada con el equipo EACS y preparada para el control de otras líneas vecinas a esta línea.”</i></p> <p>Y luego se indica lo siguiente:</p>

	<p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j) Equipo Automático de Compensación Serie (EACS)</p> <p>j3. Sistema de Control</p>	<p><i>“El automatismo debe estar preparado para la implementación futura de señales de control centralizado, es decir el equipo podrá recibir una acción de control remoto desde el centro de control del COES.”</i></p> <p>Se sugiere: Agradecemos aclarar dos puntos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aclarar y confirmar el alcance requerido para el control de otras líneas vecinas, indicado en el primer párrafo; 2. Que el control centralizado y la acción de control remoto desde el centro de control del COES no hace parte del alcance de esta solicitud.
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j6. Funciones de control</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“El sistema de control del equipo EACS deberá contar, como mínimo, con las siguientes funciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Control rápido de compensación reactiva serie con modos de activación manual a distancia o automática.”</i> <p>Se sugiere:</p> <p>Aclarar los requerimientos técnicos generales que deben ser cumplidos para esta funcionalidad, por ejemplo: tiempos de operación, rangos de operación y otros detalles que permitan especificar el equipo de compensación.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>h2. Reactores</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“Se considerará bancos trifásicos conformados por reactores monofásicos con neutro a tierra (3 unidades más una de reserva) que deberá cumplir con las exigencias correspondientes, establecidas en el literal c) del numeral 3.3.5 Requerimientos Técnicos de las Subestaciones.”</i></p> <p>Se sugiere:</p> <p>Ajustar la redacción de la siguiente manera: Se considerará bancos trifásicos conformados por reactores monofásicos con neutro aterrizado a través de un reactor de neutro (3 unidades más una de reserva) que deberá cumplir con las exigencias correspondientes, establecidas en el literal c) del numeral 3.3.5 Requerimientos Técnicos de las Subestaciones.</p>

Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>c) Niveles de tensión y aislamiento</p>	<p>En este literal se indica lo siguiente:</p> <p>c) Niveles de tensión y aislamiento</p> <p>c1. Niveles de tensión en 500 kV</p> <table border="0"> <tr> <td>Tensión nominal</td> <td>500 kV</td> </tr> <tr> <td>Máxima tensión de servicio</td> <td>550 kV</td> </tr> <tr> <td>Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico</td> <td>1550 kV^{pico}</td> </tr> <tr> <td>Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra</td> <td>1175 kV</td> </tr> </table> <p>c2. Niveles de tensión en 220 kV</p> <table border="0"> <tr> <td>Tensión nominal</td> <td>220 kV</td> </tr> <tr> <td>Máxima tensión de servicio</td> <td>245 kV</td> </tr> <tr> <td>Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico</td> <td>1050 kV^{pico}</td> </tr> <tr> <td>Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial</td> <td>460 kV</td> </tr> </table> <p>c3. Niveles de Protección</p> <table border="0"> <tr> <td>Línea de fuga mínima Fase-Fase</td> <td></td> </tr> <tr> <td>En zonas de costa con altitud hasta 1000 msnm</td> <td>31 mm/kV^{Fase-fase}</td> </tr> <tr> <td>En zonas con altitud mayor a 1000 msnm</td> <td>20 mm/kV^{Fase-fase}</td> </tr> <tr> <td>Protección contra descargas atmosféricas mínimo</td> <td>Clase 4 (220 kV) y Clase 5 (500 kV)</td> </tr> </table> <p>c4. Distancias de seguridad</p> <p>Las separaciones entre fases para conductores y barras desnudas al exterior serán como mínimo:</p> <table border="0"> <tr> <td>- En 500 kV</td> <td>:</td> <td>8,00 m.</td> </tr> <tr> <td>- En 220 kV</td> <td>:</td> <td>4,00 m.</td> </tr> </table> <p>Todas las distancias deberán cumplir con lo establecido en las normas IEC 60071 y ANSI/IEEE.</p> <p>Las características y los valores señalados en el literal c) están referidos al nivel del mar, por lo que, deberán ser corregidos de acuerdo con la altitud de las instalaciones donde corresponda.</p> <p>Del párrafo anterior (resaltado en amarillo), no queda claridad si el factor de corrección por altura debe ser aplicado a las máximas tensiones representativas encontradas para las subestaciones (como lo indica la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2) o si debe ser aplicado a los valores indicados en el literal c1, lo cual puede generar un sobredimensionamiento (implica instalar equipos de 800 kV en la subestación Celendín).</p>	Tensión nominal	500 kV	Máxima tensión de servicio	550 kV	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1550 kV ^{pico}	Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra	1175 kV	Tensión nominal	220 kV	Máxima tensión de servicio	245 kV	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV ^{pico}	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	460 kV	Línea de fuga mínima Fase-Fase		En zonas de costa con altitud hasta 1000 msnm	31 mm/kV ^{Fase-fase}	En zonas con altitud mayor a 1000 msnm	20 mm/kV ^{Fase-fase}	Protección contra descargas atmosféricas mínimo	Clase 4 (220 kV) y Clase 5 (500 kV)	- En 500 kV	:	8,00 m.	- En 220 kV	:	4,00 m.
	Tensión nominal	500 kV																														
Máxima tensión de servicio	550 kV																															
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1550 kV ^{pico}																															
Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra	1175 kV																															
Tensión nominal	220 kV																															
Máxima tensión de servicio	245 kV																															
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV ^{pico}																															
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	460 kV																															
Línea de fuga mínima Fase-Fase																																
En zonas de costa con altitud hasta 1000 msnm	31 mm/kV ^{Fase-fase}																															
En zonas con altitud mayor a 1000 msnm	20 mm/kV ^{Fase-fase}																															
Protección contra descargas atmosféricas mínimo	Clase 4 (220 kV) y Clase 5 (500 kV)																															
- En 500 kV	:	8,00 m.																														
- En 220 kV	:	4,00 m.																														

		<p>Teniendo en cuenta lo indicado en el pliego, se podrían tener dos interpretaciones para la selección del aislamiento normalizado de los equipos:</p> <p>Interpretación 1: Aplicar el factor de corrección por altura cumpliendo las indicaciones de la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-2, es decir:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Paso 1: $U_{cw} = U_{rp} * K_{cd}$ - Paso 2: $U_{rw} = U_{cw} * K_a * K_s$ <p>Donde U_{rp}: Tensiones representativas. K_{cd}: Factor de coordinación. K_a: Factor de corrección por altura. K_s: Factor de seguridad.</p> <p>Interpretación 2: Aplicar el factor de corrección por altura a los valores indicados en el literal c1, es decir:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $U_{rw} = 1550 \text{ kV}_p * K_a$ <p>Se solicita:</p> <p>Confirmar si el aislamiento normalizado para las subestaciones del Proyecto debe ser definido a partir de los lineamientos de la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2 (Interpretación 1) o si debe ser definido a partir de los valores indicados en el literal c1 (Interpretación 2).</p> <p>De acuerdo con nuestra experiencia y buenas prácticas de ingeniería el criterio para seleccionar el aislamiento normalizado de la subestación debe ser siguiendo los lineamientos establecidos en la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2 (interpretación 1).</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p>	<p>Se indica: “se debe remarcar que, durante el desarrollo del estudio definitivo del Proyecto, el CONCESIONARIO deberá realizar todos aquellos estudios que garanticen la correcta operación de los equipos del sistema propuesto. “</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Modificar el requerimiento indicando que los estudios de pre operatividad y operatividad serán desarrollados de acuerdo a lo solicitado en el PR-20 y los requerimientos del COES.</p>

	3.3.5 Requerimientos Técnicos de Subestaciones	
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2 SUBESTACIONES</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“g) Transformadores de corriente Para los núcleos de medida en 220 kV y 500 kV, indican una potencia de 15 VA (referencial)”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Disminuir este requerimiento a 5 VA (mínimo) para los núcleos de medida dado que no es necesario elevar los VA para estos.</p> <p>Adicionalmente se recomienda indicar dentro del documento qué es “Referencial” y cuál es su interpretación.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2 SUBESTACIONES</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“h) Transformadores de tensión Para los devanados de medida en 220 kV y 500 kV, indican una potencia de 15 VA (referencial) Para los devanados de protección en 220 kV y 500 kV, indican una potencia de 15 VA (referencial)”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Disminuir este requerimiento a 5 VA (mínimo) para los devanados dado que no es necesario elevar los VA para estos.</p> <p>Adicionalmente se recomienda indicar dentro del documento qué es “Referencial” y cuál es su interpretación.</p>
Líneas	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p>	<p>El contrato señala el siguiente requerimiento:</p> <p>“Las distancias mínimas fase-tierra en las estructuras, deberán ser obtenidas mediante la metodología de la norma IEC 60071.”</p> <p>En el anteproyecto desarrollado por el COES “Informe Final” se indica las siguientes distancias fase-tierra.</p>

	<p>3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</p> <p>3.2.6. Requerimientos Técnicos de la Línea</p> <p>Literal c</p>	<p>Distancias fase – tierra declaradas en el anteproyecto COES. Sector 0 a 2000 msnn Ventana: 4273mm, Lateral 3482 mm Sector 2000 a 3000 msnn Ventana: 4865mm, Lateral 3937 mm Sector 3000 a 4000 msnn Ventana: 5539mm, Lateral 4451 mm Sector 4000 a 4500 msnn Ventana: 5910mm, Lateral 4732 mm</p> <p>Favor confirmar si es de obligatorio cumplimiento estas distancias por sector altitudinal para el concesionario durante la ejecución del proyecto. En caso de que no sean de obligatorio cumplimiento, favor dejar claramente en el contrato que no podrán ser exigidas como un requisito técnico a cumplir por el concesionario durante el estudio de pre-operatividad y estudio de operatividad.</p>
Líneas	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</p> <p>3.2.6. Requerimientos Técnicos de la Línea</p> <p>Literal i</p>	<p>En el contrato se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“El diseño del aislamiento, de las distancias de seguridad, las puestas a tierra, el uso de materiales apropiados, así como la correcta ejecución de los trabajos de mantenimiento, entre otros aspectos, deberán ser tales que la tasa de salida de servicio de la línea no exceda de “1 salida/(100 km.año)”, para el nivel de 500 kV y de “2 salidas/(100 km.año)”, para el nivel de 220 kV.”</p> <p>En el anteproyecto desarrollado por el COES “Informe Final” se indica que los cables de guarda debían tener un ángulo de apantallamiento de (-10°) con respecto a la ubicación de los conductores de fases.</p> <p>Favor confirmar si es de obligatorio cumplimiento este ángulo de apantallamiento para las estructuras del proyecto. En caso de que no sean de obligatorio cumplimiento, favor dejar claramente en el contrato que no podrán ser exigidas como un requisito técnico a cumplir por el concesionario durante el estudio de preoperatividad y estudio de operatividad.</p>
Líneas	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>1.ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p>	<p>En la numeral 1 configuración de los soportes se indica que el número de ternas es 1 por la línea de transmisión.</p> <p>Por favor, confirmar que es posible el uso de estructuras con múltiples circuitos en casos particulares donde sea necesario por las condiciones de la zona del proyecto.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p>	<p>Confirmar si la ampliación en la subestación Trujillo Nueva se realizará con base en la ingeniería contenida en el anteproyecto o existe alguna modificación contemplada para esta ampliación.</p>

	3.3.4. Ampliación de la Subestación Trujillo Nueva 500 kV	
Subestaciones	Anexo 1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO 3.3.4. Ampliación de la Subestación Trujillo Nueva 500 kV	De acuerdo con la segunda versión del contrato, en las características técnicas del proyecto indican que la ampliación de esta subestación en 500 kV comprende la construcción de una celda (01) de línea equivalente a 1/3 de diámetro para la salida hacia la subestación Celendín. Le agradeceremos precisar en la versión final del contrato que, cuando se inicie la construcción de esta ampliación ya estará construido los 2/3 de diámetro con las adecuaciones de terreno necesarios para implementar el 1/3 correspondiente, así como las ampliaciones de las barras, vías internas y externas para que este proyecto se integre al SEIN
Subestaciones	Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS 4.2 SUBESTACIONES Literal J5	En el contrato se menciona, que el Concesionario debe demostrar con estudios eléctricos que el equipo EACS es neutro a la resonancia subsíncrona. Dado que este proceso de licitación es para la colocación de equipos en una etapa de construcción, pruebas y operación del proyecto, se entiende que en la etapa de planificación el COES ya cuenta con modelos de los generadores térmicos y eólicos sensibles a la resonancia subsíncrona. En ese sentido, se solicita que el COES entregue los modelos de red, generadores y del equipo EACS seleccionado (TCSC, UPFC, SSSC) para la elaboración de estudios Scanning Frequency y de Transitorios Electromagnéticos.
Régimen Tarifario	Cláusula 8 Numeral 8.1, Literal f.	En el numeral 8.1, literal f), se señala: "Se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la actualización." Al respecto no es clara la definición a la que se refiere con "efectuar la actualización", por lo que se recomienda que se haga referencia al artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas, quedando de la siguiente manera: "Se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la actualización <u>en concordancia con lo establecido en el artículo 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas.</u> " Asimismo, cabe señalar que en el artículo 61 de la LCE se esclarece entre otros la periodicidad para efectuar la actualización, donde se establece lo siguiente: "Artículo 61.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año."
Régimen Tarifario	Cláusula 8 Numeral 8.1, Literal g.	En el numeral 8.1, literal g), se indica:

		<p>"IPPn: Índice de Actualización, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la actualización."</p> <p>Al respecto no es clara la definición a la que se refiere con "efectuar la actualización", por lo que se recomienda que se haga referencia al artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas, quedando de la siguiente manera: "IPPn: Índice de Actualización, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la actualización <u>en concordancia con lo establecido en el artículo 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas.</u>"</p> <p>Asimismo, cabe señalar que en el artículo 61 de la LCE se esclarece entre otros la periodicidad para efectuar la actualización, donde se establece lo siguiente:</p> <p>"Artículo 61.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año."</p>
Construcción	Cláusula 4 Numeral 4.9	<p>En el presente texto: "... el CONCESIONARIO deberá adjuntar el informe de la Empresa Supervisora en el que se verificará que el referido proyecto de ingeniería cumple con los alcances técnicos que se especifican en el Anexo 1 y el EPO ..."</p> <p>Se debe indicar cuantos días de revisión tiene la Empresa Supervisora para emitir el informe de Verificación.</p>
Fuerza Mayor o Caso Fortuito	Cláusula 10 Numeral 10.6	Solicitamos que la parte que recibe la solicitud responda dentro de los 30 días, esto con el fin de establecer contingencias técnico-administrativas ocasionadas por la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
Terminación del contrato	Cláusula 13 Numeral 13.16.	<p>La cláusula 13.16 señala lo siguiente:</p> <p style="padding-left: 40px;">En caso la Parte que no esté de acuerdo con la configuración y/o invocación de la terminación del Contrato, dicha Parte podrá discutirlos aplicando la Cláusula 14. No obstante, esto no limitará ni postergará la intervención de la Concesión ni la terminación efectiva del Contrato.</p> <p>Siendo que, ambas partes nos encontraríamos discutiendo la causal de terminación del Contrato, se sugiera esperar a la decisión firme del Tribunal Arbitral, para hacer efectivo la intervención de la concesión o terminación del contrato.</p>

"ENLACE 500 KV CELENDÍN-PIURA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS"

Categoría	Título, Cláusula del Contrato	Consulta y/o Sugerencia
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>j) Protección y medición</p> <p>j1. Líneas de Transmisión</p>	<p>En el contrato se dispone el siguiente texto:</p> <p>“Asimismo, el sistema de protección de la línea de transmisión en 500 kV deberá contar con unidades de medición fasorial sincronizada (PMU). El alcance de la instalación de las PMUs deberá considerar un esquema Wide Area Monitoring Protection and Control (WAMPAC). Las características de funcionalidad del esquema WAMPAC serán definidas por el COES.</p> <p>Los PMU de los nuevos relés de protección de las líneas en 500 kV podrán integrarse a los PDC de las subestaciones existentes Celendín y Piura Nueva.”</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se solicita aclarar y especificar cuál es el alcance del esquema WAMPAC a nivel de hardware y software, es decir, cantidad de PMUs a instalar y en que celdas (Area de influencia del esquema WAMPAC). • Se solicita confirmar que en caso se identifique que es necesario realizar una modificación en una instalación existente para el funcionamiento del sistema WAMPAC esto no es alcance del presente proyecto (Por favor especificar el área de influencia del esquema WAMPAC). • Se solicita indicar que tipo de pruebas se deben considerar para el esquema WAMPAC. • Se solicita aclarar o confirmar si en las subestaciones existentes en donde no existe instalado un PDC, no será requerido instalar este • Se recomienda dejar claro que las configuraciones requeridas en los PDCs del COES no son responsabilidad del concesionario.
	Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO	El contrato plantea el siguiente requerimiento:

Subestaciones	<p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>j) Protección y medición</p> <p>j1. Líneas de Transmisión Y</p> <p>j2. Reactores</p>	<p>“Se cumplirá con los requisitos establecidos en Capítulo 2, Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 y lo prescrito en el respectivo anteproyecto.</p> <p>La protección del sistema de transmisión deberá estar conformada por una protección principal, una secundaria y otra de respaldo en unidades físicas distintas.”</p> <p>El PR-20 en el Capítulo 2: “REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES” indica lo siguiente:</p> <p>“En los planos RP-LT-01, RP-LT-02, RP-LT-03 y RP-LT-04 se muestra las protecciones mínimas para las líneas de transmisión (con aporte a la falla desde ambos extremos de la línea) para cada clasificación descrita. Considerando tres casos que son: líneas cortas, líneas medianas y líneas largas.</p> <p>Los esquemas anteriores se deben tomar como una referencia general y están orientados para su implementación en las nuevas instalaciones.”</p> <p>En los planos indicados se consideran dos (02) IED's con todas las funciones de protecciones necesarias para garantizar un esquema de protección seguro y confiable para las líneas de transmisión, transformadores y reactores. Adicionalmente, en los procesos de convocatorias recientes se ha considerado este criterio para especificar los esquemas de protección.</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar el requerimiento de una protección de respaldo en una unidad física distinta a la protección principal y secundaria, e incluir las funciones de protección de respaldo en las unidades de protección principal y secundaria.</p> <p>Es decir:</p> <p>“Se cumplirá con los requisitos establecidos en Capítulo 2, Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES PR-20 y lo prescrito en el respectivo anteproyecto.</p> <p>La protección del sistema de transmisión deberá estar conformada por una protección principal y una secundaria en unidades físicas distintas.”</p> <p>Esta solicitud aplica para los esquemas de protección de las líneas de transmisión y reactores.</p>
---------------	--	---

Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>m) Control</p>	<p>El contrato plantea el siguiente requerimiento:</p> <p>“El control de cada celda o bahía se realizará desde unidades de control de bahía (UCB), una por cada celda en alta tensión, las mismas que serán unidades diferentes a las unidades incorporadas en los relés de protección”</p> <p>La descripción contradice los lineamientos del procedimiento técnico del COES PR-20 según los descrito en el Anexo 1, Capítulo 3, Numeral 2.2.” Funcionalidades” el cual indica:</p> <p>“Se deja libre a cada agente, la decisión de adoptar el criterio de IEDs con funciones separadas de protección y de control o IEDs con funciones de protección y de control combinadas”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar este requisito y dejar que la solución de ingeniería para la conexión esté de acuerdo con los requerimientos del PR-20 en donde se posibilita que los IED’s puedan contener funciones de protección y control integradas.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 5 TELECOMUNICACIONES</p> <p>Numeral 7</p>	<p>El contrato afirma lo siguiente:</p> <p>“El CONCESIONARIO brindará facilidades para el alojamiento de equipamiento óptico necesario para iluminar la fibra óptica de titularidad del Estado, incluyendo el uso compartido de espacios.”</p> <p>Por favor confirmar que en la(s) subestaciones en las cuales ya se dispone de espacios que cumplen con los requerimientos particulares indicados en este numeral, se permitirá instalar el equipamiento óptico en el rack o gabinete en el cual estén dispuestos los ODFs previamente instalados por otros, no siendo necesario la construcción o disposición de facilidades adicionales a las ya mencionadas.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2 SUBESTACIONES</p> <p>g) Transformadores de corriente</p>	<p>Se sugiere incluir en este literal las consideraciones técnicas para el uso de transformadores de medidas de baja potencia (LPIT-Low Power Instrument Transformers) ya que estos equipos ofrecen ventajas técnicas, tecnológicas y además que cumplen con los requisitos técnicos que ofrecen los TI convencionales.</p> <p>Este tipo de TI cumple con creces el nivel de precisión solicitado, se puede garantizar la redundancia de la medición, no se tienen problemas de riesgo eléctrico por secundarios abiertos, se elimina la probabilidad de explosión y el tema de saturación se elimina, es decir, la utilización de esta tecnología (transformadores de instrumentación LPIT) no solo no degrada el objeto final del equipo, sino que lo mejora.</p>

Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>h) Transformadores de tensión</p>	<p>El numeral 4.2. – Literal h) “Transformadores de tensión” señala el siguiente requerimiento:</p> <table border="1" data-bbox="837 217 1742 501"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>500 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tipo de instalación</td> <td>Exterior</td> </tr> <tr> <td>Tensión secundaria</td> <td>110/√3 V</td> </tr> <tr> <td>Características de núcleos de medida</td> <td></td> </tr> <tr> <td> a) Clase de precisión</td> <td>0,2 %</td> </tr> <tr> <td> b) Potencia</td> <td>15VA (referencial)</td> </tr> <tr> <td>Características de núcleos de protección</td> <td></td> </tr> <tr> <td> a) Clase de precisión</td> <td>3P</td> </tr> <tr> <td> b) Potencia</td> <td>15VA (referencial)</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se sugiere incluir en este literal las consideraciones técnicas para el uso de transformadores de medidas de baja potencia (LPIT-Low Power Instrument Transformers) ya que estos equipos ofrecen ventajas técnicas, tecnológicas y además que cumplen con los requisitos técnicos que ofrecen los TI convencionales.</p>	Descripción	500 kV	Tipo de instalación	Exterior	Tensión secundaria	110/√3 V	Características de núcleos de medida		a) Clase de precisión	0,2 %	b) Potencia	15VA (referencial)	Características de núcleos de protección		a) Clase de precisión	3P	b) Potencia	15VA (referencial)
Descripción	500 kV																			
Tipo de instalación	Exterior																			
Tensión secundaria	110/√3 V																			
Características de núcleos de medida																				
a) Clase de precisión	0,2 %																			
b) Potencia	15VA (referencial)																			
Características de núcleos de protección																				
a) Clase de precisión	3P																			
b) Potencia	15VA (referencial)																			
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3. Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p> <p>i) Equipos de 500 kV</p>	<p>El numeral 3.3.3 - Literal i) “Equipos de 500 kV”, señala el siguiente requerimiento:</p> <p>“Celdas de conexión al banco de reactores: pararrayos, interruptor de operación uni-tripolar (con dispositivo de sincronización de maniobra) y seccionador de barras”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Retirar este requerimiento y dejar a criterio del Concesionario la necesidad de implementar el uso de dispositivos de sincronización de maniobra.</p>																		
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p>	<p>En este literal se indica lo siguiente:</p>																		

3.3.3 Requerimientos Técnicos de Subestaciones

c) Niveles de tensión y aislamiento

c) Niveles de tensión y aislamiento

c1. Niveles de tensión en 500 kV

Tensión nominal	500 kV
Máxima tensión de servicio	550 kV
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1550 kV _{pico}
Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra	1175 kV

c3. Niveles de Protección

Línea de fuga mínima Fase-Fase	
En zonas de costa con altitud hasta 1000 msnm	31 mm/kV _{fase-fase}
En zonas con altitud mayor a 1000 msnm	20 mm/kV _{fase-fase}
Protección contra descargas atmosféricas mínimo	Clase 5 (500 kV)

c4. Distancias de seguridad

Las separaciones entre fases para conductores y barras desnudas al exterior serán como mínimo:

- En 500 kV : 8,00 m.
- En 220 kV : 4,00 m.

Todas las distancias deberán cumplir con lo establecido en las normas IEC 60071 y ANSI/IEEE.

Las características y los valores señalados en el literal c) están referidos al nivel del mar por lo que deberán ser corregidos de acuerdo con la altitud de las instalaciones donde corresponda.

Del párrafo anterior (resaltado en amarillo), no queda claridad si el factor de corrección por altura debe ser aplicado a las máximas tensiones representativas encontradas para las subestaciones (como lo indica la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2) o si debe ser aplicado a los valores indicados en el literal c1, lo cual puede generar un sobredimensionamiento (implica instalar equipos de 800 kV en la subestación Celendín).

Teniendo en cuenta lo indicado en el pliego, se podrían tener dos interpretaciones para la selección del aislamiento normalizado de los equipos:

Interpretación 1: Aplicar el factor de corrección por altura cumpliendo las indicaciones de la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-2, es decir:

- **Paso 1:** $U_{cw} = U_{rp} * K_{cd}$
- **Paso 2:** $U_{rw} = U_{cw} * K_a * K_s$

Donde

U_{rp} : Tensiones representativas.

K_{cd} : Factor de coordinación.

K_a : Factor de corrección por altura.

K_s : Factor de seguridad.

Interpretación 2: Aplicar el factor de corrección por altura a los valores indicados en el literal c1, es decir:

		<p>- $U_{rw}=1550 \text{ kV}_p \cdot K_a$</p> <p>Se solicita:</p> <p>Confirmar si el aislamiento normalizado para las subestaciones del Proyecto debe ser definido a partir de los lineamientos de la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2 (Interpretación 1) o si debe ser definido a partir de los valores indicados en el literal c1 (Interpretación 2).</p> <p>De acuerdo con nuestra experiencia y buenas prácticas de ingeniería el criterio para seleccionar el aislamiento normalizado de la subestación debe ser siguiendo los lineamientos establecidos en la norma de coordinación de aislamiento IEC 60071-1,2 (interpretación 1).</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3 Requerimientos Técnicos de Subestaciones</p>	<p>Se indica: “se debe remarcar que, durante el desarrollo del estudio definitivo del Proyecto, el CONCESIONARIO deberá realizar todos aquellos estudios que garanticen la correcta operación de los equipos del sistema propuesto. “</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Modificar el requerimiento indicando que los estudios de pre operatividad y operatividad serán desarrollados de acuerdo a lo solicitado en el PR-20 y los requerimientos del COES.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j) Equipo Automático de Compensación Serie (EACS)</p>	<p>En este numeral se indica el siguiente requerimiento: <i>“Antes del inicio de la ejecución del Proyecto y como parte del Estudio de Pre-Operatividad (EPO), el CONCESIONARIO debe elaborar y presentar el Estudio de Validación de Tecnología.”</i></p> <p>Se sugiere:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Teniendo en cuenta que el COES adelantó una consultoría técnica especializada independiente, desarrollada por Deloitte/Black&Veatch, donde ya se validaron algunas tecnologías que cumplen los requerimientos del Proyecto, por favor aclarar si este estudio de <i>Validación de Tecnología</i> debe considerar un alcance adicional al ya incluido en el estudio contratado por el COES, si debe ser realizado bajo ciertas circunstancias (por ejemplo, si se opta por una tecnología diferente a las ya avaladas en el estudio desarrollado por el COES), o cualquier otra información adicional que permita acotar el alcance de este estudio.

		<p>2. Por favor analizar la posibilidad de que este estudio de <i>Validación de Tecnología</i> pueda ser presentado de forma independiente (y anticipada) al resto de estudios y entregables de ingeniería que componen el EPO. Lo anterior, con el objetivo de tener cierta flexibilidad dentro del cronograma de ejecución del proyecto y poder adelantar esta actividad extremadamente relevante para el desarrollo del Proyecto.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j2. Configuración del EACS</p>	<p>En este numeral se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“En la operación de contingencia (sobrecarga del 30% respecto a la Operación normal durante 0.5 h), se debe garantizar que el EACS tenga una máxima capacidad de regulación de por lo menos un valor igual a la de Operación normal (corriente de 1620 A).”</i></p> <p>A propósito de este requerimiento, es importante tener en cuenta que, para tecnologías de compensación basadas en fuentes de tensión, cuanto mayor sea la corriente a la cual debe ser garantizado un porcentaje de compensación específico (que al final es representado por una reactancia en ohmios), más robusto debe ser el equipo, o dicho de otra forma, mayor debe ser la fuente de tensión a ser instalada. En este sentido, garantizar un porcentaje de compensación del 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 2100 A circulando a través de la línea durante 0.5h, podría implicar un EACS un poco más robusto que si el requerimiento fuese garantizar un porcentaje de compensación del 50% de la reactancia serie de la línea a la corriente nominal de la línea (1620 A).</p> <p>Se sugiere:</p> <p>No obstante, lo anterior y basado en nuestra interpretación de este requerimiento, se sugiere dejar de forma clara si el EACS debe garantizar un porcentaje de regulación de por lo menos el 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 2100 A circulando a través de la línea durante 0.5h, o si solo es requerido garantizar un porcentaje de regulación de por lo menos el 50% de la reactancia serie de la línea a una corriente de 1620 A.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j) Equipo Automático de Compensación Serie (EACS)</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“La estrategia de control del EACS debe estar basada en la regulación automática y continua de la compensación de la reactancia serie por fase de la línea basada, como mínimo, en el control de flujo de potencia de la línea compensada con el equipo EACS y preparada para el control de otras líneas vecinas a esta línea.”</i></p> <p>Y luego se indica lo siguiente:</p> <p><i>“El automatismo debe estar preparado para la implementación futura de señales de control centralizado, es decir el equipo podrá recibir una acción de control remoto desde el centro de control del COES.”</i></p> <p>Se sugiere:</p> <p>Agradecemos aclarar dos puntos:</p>

	j3. Sistema de Control	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aclarar y confirmar el alcance requerido para el control de otras líneas vecinas indicado en el primer párrafo; 2. Que el control centralizado y la acción de control remoto desde el centro de control del COES no hace parte del alcance de esta solicitud.
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2. SUBESTACIONES</p> <p>j) Equipo Automático de Compensación Serie (EACS)</p> <p>j6. Funciones de control</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p><i>“El sistema de control del equipo EACS deberá contar, como mínimo, con las siguientes funciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Control rápido de compensación reactiva serie con modos de activación manual a distancia o automática.”</i> <p>Se sugiere:</p> <p>Aclarar los requerimientos técnicos generales que deben ser cumplidos para esta funcionalidad.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.1. Ampliación de la Subestación Celendín 500/220 kV</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“La subestación proyectada Celendín de 500/220 kV se encuentra comprendida en el proyecto “Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas”, se ubica en el distrito de Sucre, provincia de Celendín, departamento de Cajamarca a una altitud aproximada de 2610 msnm y en las siguientes coordenadas UTM (datum WGS84, Zona 17 M):”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>La subestación proyectada Celendín de 500/220 kV se encuentra comprendida en el proyecto “Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas”, se ubica en el distrito de José Gálvez, provincia de Celendín, departamento de Cajamarca a una altitud aproximada de 2610 msnm y en las siguientes coordenadas UTM (datum WGS84, Zona 17 M)</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>Se considerará bancos trifásicos conformados por reactores monofásicos con neutro a tierra (3 unidades más una de reserva) que deberá cumplir con las exigencias correspondientes, establecidas en el literal c) del numeral 3.3.3 Requerimientos Técnicos de las Subestaciones.</p>

	<p>3.3 SUBESTACIONES</p> <p>3.3.3 Requerimientos técnicos de subestaciones</p> <p>h) Reactores</p> <p>h1. Reactores</p>	<p>Se sugiere:</p> <p>Se considerará bancos trifásicos conformados por reactores monofásicos aterrizado a través de un reactor de neutro (3 unidades más una de reserva) que deberá cumplir con las exigencias correspondientes, establecidas en el literal c) del numeral 3.3.3 Requerimientos Técnicos de las Subestaciones.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS</p> <p>4.2 SUBESTACIONES</p> <p>h) Transformadores de tensión</p>	<p>En esta sección se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“Para los devanados de protección y medida en 500 kV, indican una potencia de 15 VA (referencial)”</p> <p>Se sugiere:</p> <p>Disminuir este requerimiento a 5 VA (mínimo) para todos los devanados. Adicionalmente, indican dentro del documento qué es “Referencial” y cuál es su interpretación.</p>
Subestaciones	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.Características técnicas del proyecto</p> <p>3.3.2. Ampliación de la Subestación Piura Nueva 500/220 kV</p>	<p>De acuerdo al contrato, para la ampliación de los 2/3 de diámetro para la construcción de la celda de línea y reactor de línea hacia la subestación Celendín en la ubicación definida por el contrato (ESQUEMA N° 1 CONFIGURACIÓN GENERAL DEL PROYECTO), es necesario adquirir un espacio de terreno adicional y ampliar el cerco perimétrico de la nueva subestación Miguel Grau (proyectado), con el fin de ubicar las estructuras y equipos requeridos para la salida de línea, tales como: pórticos, transformadores de tensión y pararrayos.</p> <p>Solicitamos que esta necesidad se considere explícitamente en la versión final del contrato debido a que el espacio Futuro considerado por el propietario de la subestación Miguel Grau no es suficiente para una salida de línea.</p>
Líneas	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p>	<p>El contrato señala el siguiente requerimiento:</p> <p>“Las distancias mínimas fase-tierra en las estructuras, deberán ser obtenidas mediante la metodología de la norma IEC 60071.”</p>

	<p>3.CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</p> <p>3.2.6. Requerimientos Técnicos de la Línea</p> <p>Literal c</p>	<p>En el anteproyecto desarrollado por el COES “Informe Final” se indica las siguientes distancias fase-tierra.</p> <p>Distancias fase – tierra declaradas en el anteproyecto COES. Sector 0 a 2000 msnn Ventana: 4273mm, Lateral 3482 mm Sector 2000 a 3000 msnn Ventana: 4865mm, Lateral 3937 mm Sector 3000 a 4000 msnn Ventana: 5539mm, Lateral 4451 mm Sector 4000 a 4500 msnn Ventana: 5910mm, Lateral 4732 mm</p> <p>Favor confirmar si es de obligatorio cumplimiento estas distancias por sector altitudinal para el concesionario durante la ejecución del proyecto. En caso de que no sean de obligatorio cumplimiento, favor dejar claramente en el contrato que no podrán ser exigidas como un requisito técnico a cumplir por el concesionario durante el estudio de pre-operatividad y estudio de operatividad.</p>
Líneas	<p>Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO</p> <p>3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</p> <p>3.2.6. Requerimientos Técnicos de la Línea</p> <p>Literal i</p>	<p>En el contrato se indica el siguiente requerimiento:</p> <p>“El diseño del aislamiento, de las distancias de seguridad, las puestas a tierra, el uso de materiales apropiados, así como la correcta ejecución de los trabajos de mantenimiento, entre otros aspectos, deberán ser tales que la tasa de salida de servicio de la línea no exceda de “1 salida/(100 km.año)”, para el nivel de 500 kV y de “2 salidas/(100 km.año)”, para el nivel de 220 kV.”</p> <p>En el anteproyecto desarrollado por el COES “Informe Final” se indica que los cables de guarda debían tener un ángulo de apantallamiento de (-10°) con respecto a la ubicación de los conductores de fases. Favor confirmar si es de obligatorio cumplimiento este ángulo de apantallamiento para las estructuras del proyecto. En caso de que no sean de obligatorio cumplimiento, favor dejar claramente en el contrato que no podrán ser exigidas como un requisito técnico a cumplir por el concesionario durante el estudio de preoperatividad y estudio de operatividad.</p>
Régimen Tarifario	<p>Cláusula 8 Numeral 8.1, Literal f.</p>	<p>En el numeral 8.1, literal f), se señala:</p> <p>“Se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la actualización.”</p> <p>Al respecto no es clara la definición a la que se refiere con “efectuar la actualización”, por lo que se recomienda que se haga referencia al artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas, quedando de la siguiente manera: “Se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la actualización <u>en concordancia con lo establecido en el artículo 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas.</u>”</p> <p>Asimismo, cabe señalar que en el artículo 61 de la LCE se esclarece entre otros la periodicidad para efectuar la actualización, donde se establece lo siguiente:</p>

		"Artículo 61.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año."
Régimen Tarifario	Cláusula 8 Numeral 8.1, Literal g.	<p>En el numeral 8.1, literal g), se indica:</p> <p>"IPPn: Índice de Actualización, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la actualización."</p> <p>Al respecto no es clara la definición a la que se refiere con "efectuar la actualización", por lo que se recomienda que se haga referencia al artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas, quedando de la siguiente manera:</p> <p>"IPPn: Índice de Actualización, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la actualización <u>en concordancia con lo establecido en el artículo 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas.</u>"</p> <p>Asimismo, cabe señalar que en el artículo 61 de la LCE se esclarece entre otros la periodicidad para efectuar la actualización, donde se establece lo siguiente:</p> <p>"Artículo 61.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año."</p>
Subestaciones	Anexo 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO 4.ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS 4.2 SUBESTACIONES Literal J5	<p>Se menciona que el Concesionario debe demostrar con estudios eléctricos que el equipo EACS es neutro a la resonancia subsincrona. Dado que este proceso de licitación es para la colocación de equipos en una etapa de construcción, pruebas y operación del proyecto, se entiende que en la etapa de planificación el COES ya cuenta con modelos de los generadores térmicos y eólicos sensibles a la resonancia subsincrona.</p> <p>En ese sentido, se solicita que el COES entregue los modelos de red, generadores y del equipo EACS seleccionado (TCSC, UPFC, SSSC) para la elaboración de estudios Scanning Frequency y de Transitorios Electromagnéticos.</p>
Construcción	Cláusula 4 Numeral 4.9	En el presente texto: "... el CONCESIONARIO deberá adjuntar el informe de la Empresa Supervisora en el que se verificará que el referido proyecto de ingeniería cumple con los alcances técnicos que se especifican en el Anexo 1 y el EPO ..."

		Se debe indicar cuantos días de revisión tiene la Empresa Supervisora para emitir el informe de Verificación.
Fuerza Mayor o Caso Fortuito	Cláusula 10 Numeral 10.6	Solicitamos que la parte que recibe la solicitud responda dentro de los 30 días, esto con el fin de establecer contingencias técnico-administrativas ocasionadas por la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
Terminación del contrato	Cláusula 13 Numeral 13.16.	<p>La cláusula 13.16 señala lo siguiente:</p> <p style="padding-left: 40px;">En caso la Parte que no esté de acuerdo con la configuración y/o invocación de la terminación del Contrato, dicha Parte podrá discutirlos aplicando la Cláusula 14. No obstante, esto no limitará ni postergará la intervención de la Concesión ni la terminación efectiva del Contrato.</p> <p>Siendo que, ambas partes nos encontraríamos discutiendo la causal de terminación del Contrato, se sugiera esperar a la decisión firme del Tribunal Arbitral, para hacer efectivo la intervención de la concesión o terminación del contrato.</p>