

PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

Análisis de Alternativas

PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

Factibilidad 1974

CAPITULO VI

SELECCION DE PROYECTOS PARA ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

VI.1 GENERALIDADES

Para el estudio de posibles alternativas del desarrollo hidroeléctrico del río Cauca entre La Virginia y Caucasia se consideraron todos aquellos sitios de condiciones favorables para construcción de presas y centrales hidroeléctricas a lo largo de este tramo. La escogencia preliminar de estos sitios se basó en la información topográfica y geológica disponible, en reconocimientos aéreos y terrestres por parte del personal de ISA, de INTEGRAL y de sus asesores, en las limitantes que existen para los niveles de inundación de los embalses, en las facilidades de acceso, etc. Posteriormente se fueron restringiendo los sitios tentativamente escogidos a aquellos que en esta etapa de los estudios parecían más favorables para el análisis de las alternativas. En este Capítulo se presentan los análisis hechos para la escogencia de los sitios y proyectos que fueron motivo de estudio para la definición de la mejor alternativa global para desarrollo del potencial hidroeléctrico del río Cauca Medio. No obstante, conviene anotar que los sitios propuestos no definen necesariamente la ubicación de los proyectos y que en etapas más avanzadas deberán considerarse varios ejes alternativos posibles, algunos kilómetros aguas arriba y aguas abajo de los sitios propuestos.

VI.2 BASES PARA LA ESCOGENCIA

La escogencia de los sitios para los diferentes proyectos se llevó a cabo inicialmente con base en el análisis de los planos 1:25.000 del IGAC y por medio de reconocimientos aéreos y terrestres del río en todo el trayecto de estudio, o sea desde La Virginia hasta Caucasia. Posteriormente se ejecutó una nivelación de segundo orden a lo largo del río, desde La Virginia hasta el sitio de Apaví, la cual permitió precisar las alturas de las presas y las

cotas de las limitantes existentes. Simultáneamente se adelantaron estudios geológicos de las varias zonas del cañón consideradas como aptas para los proyectos, y se hicieron estudios hidrológicos y de simulación del sistema, para determinar el potencial de los diferentes proyectos individuales y de cada una de las alternativas para desarrollo global del potencial hidroeléctrico del río. Los reconocimientos de campo se continuaron durante todo el período de estudio y a medida que se allegaba mejor información, se fué refinando la definición de las características de las presas y centrales hasta el momento actual, cuando se han seleccionado los siguientes posibles proyectos, siguiendo el curso del río:

Xarrapa
Bocache
Farallones
Cañafisto
Carquetá
Ituango
Bredunco
Apaví

Además de estos proyectos, se incluyó dentro del estudio del desarrollo hidroeléctrico del río Cauca la desviación del río Nechí hacia el primero, a la altura de Puerto Valdivia, mediante una presa en el río Nechí, un túnel de conducción y la correspondiente central generadora. Con esta desviación es posible aprovechar el potencial hidroeléctrico existente entre el Nechí y el Cauca, mediante la utilización de unos 600 metros de diferencia de nivel. El caudal desviado serviría a su vez para aumentar la generación en la Central de Apaví, en el extremo norte del desarrollo.

Las limitantes físicas para la máxima cota de inundación de algunos embalses, fueron las siguientes:

- a. Población y puente de La Virginia, cuya elevación aproximada es de 894 metros.
- b. Central Hidroeléctrica de San Francisco (CHEC), cuya descarga está situada a la cota 828.

- c. Población y puente de La Pintada, situados a la cota 582 aproximadamente.
- d. En el caso de la presa de Ituango se fijó como limitante la cota de descarga de la central de Cañafisto, que es la 471 aproximadamente. En esta forma se evita también la inundación de la ciudad de Santa Fe de Antioquia situada más o menos en la cota 500.

Es importante advertir que los niveles normales y máximos de los embalses se fijaron algunos metros por debajo de las cotas limitantes mencionadas, a fin de tener en cuenta en forma aproximada el efecto de las curvas de remanso de los embalses. Sin embargo, dentro de las limitaciones de este informe no se consideró necesario entrar en el análisis detallado de curvas de remanso y de los efectos de agradación aguas arriba de los embalses, aspectos que deberán considerarse en etapas posteriores, cuando se cuente con datos más apropiados sobre secciones del cauce, tipo y granulometría del material del lecho y de las orillas del río, transporte de sedimentos de fondo y en suspensión por el río y sus afluentes, variación de temperaturas y contenido de sustancias químicas del agua, reglas de operación de los embalses, hidrología de crecientes del río y de sus afluentes, tipo de vegetación en las orillas del río, etc. Además se requerirán estudios detallados sobre diques y otras obras de protección en las orillas del río, especialmente en las áreas de La Virginia, La Pintada y Santa Fe de Antioquia.

También existen otras limitantes de menor importancia relativa, como son la zona agrícola y ganadera de Bolombolo-La Pintada, el puente de Paso Real (cota 464) y la población y puente de Puerto Valdivia (cota 130), pero estas últimas no se consideraron como limitantes absolutas sino más bien de tipo económico.

En cada uno de los sitios indicados se consideraron varios ejes posibles para ubicación de las presas y se escogió uno con base en la topografía, reconocimientos geológicos, ventajas en cuanto a la localización de las estructuras, posibilidades de

acceso, recomendaciones de los asesores, materiales de construcción, requerimientos de vertedero y desviación, etc. Sobra advertir que esta escogencia de ejes no puede considerarse definitiva sino para fines del análisis de alternativas, por lo que posteriormente, con nuevos datos y exploraciones, será necesario realizar un estudio más detallado, del cual probablemente surgirán modificaciones. En efecto, debe considerarse que cada proyecto podría moverse varios kilómetros aguas arriba o aguas abajo de su localización preliminar, una vez que se adelanten exploraciones y estudios más detallados. Sin embargo, al nivel del presente estudio, cuyo objetivo fundamental es la evaluación del potencial hidroeléctrico del Cauca Medio, la selección de la mejor alternativa para el desarrollo último, y la escogencia de los proyectos más favorables para iniciar el desarrollo, las modificaciones que puedan presentarse en las localizaciones y ejes adoptados no introducirán cambios sustanciales a las conclusiones generales del informe, a menos que se descubrieran condiciones excesivamente desfavorables del subsuelo.

También se describe en este Capítulo la escogencia preliminar de los tipos de presas y estructuras anexas para los sitios considerados, escogencia que se hizo con base en los planos e información disponible sobre topografía, geología, hidrología y materiales de construcción, así como en estimativos aproximados de costo en relación con otras soluciones alternativas. En términos generales, para este trabajo se adoptaron los siguientes criterios:

1. En general, el criterio básico fue tratar de utilizar soluciones conservativas para las presas, centrales y estructuras anexas, en tal forma que posteriormente cuando se hagan estudios más detallados sea posible obtener estructuras más económicas con ahorros en el costo de los proyectos, en lugar de mayores costos. Estas modificaciones no deberán alterar los méritos relativos de los diferentes proyectos y alternativas, a menos que se encuentren situaciones supremamente complicadas en el subsuelo, ya que para todas las alternativas se usó el mismo grado de conservativismo.

2. Como primera alternativa y en donde se encontró posible se prefirieron las presas de lleno de tierra, roca y materiales aluviales, o una combinación de estos materiales, con vertederos superficiales excavados en los contrafuertes, por razón del carácter sísmico de la región y porque en términos generales y de acuerdo con nuestra experiencia esta solución es normalmente más económica.
- 3 En algunos de los sitios considerados los contrafuertes del cañón son muy pendientes y bastante más altos que las presas, por lo que los volúmenes de excavación para vertederos superficiales resultan excesivos en relación con los llenos en donde puedan utilizarse. Por lo tanto, en donde la primera solución no era posible, se consideró la construcción de presas de concreto con el vertedero sobre la misma presa. No obstante, en etapas posteriores, cuando se cuente con mayor información geológica y topográfica, convendría investigar la posibilidad de utilizar vertederos laterales de poco ancho en combinación con presas de lleno.
4. Otra posible solución que deberá investigarse para las condiciones descritas en el numeral anterior sería la construcción de presas de lleno y vertederos en túnel que podrían representar economías substanciales de costo. El tipo de túneles de vertedero sería de pendiente constante, con condiciones de flujo libre y con una caída inicial relativamente pequeña que permita al flujo adquirir una velocidad del orden de 20 a 25 m/s, la que deberá mantenerse aproximadamente constante a lo largo del túnel para disminuir los problemas de cavitación, ondas superficiales y aumento de espesor de la lámina por aireación. Los túneles saldrían a una elevación relativamente alta con relación al nivel del río y descargarían por medio de deflectores de chorro. Además, deberían utilizarse por lo menos dos túneles para darle mayor flexibilidad y seguridad al sistema de evacuación.

En esta etapa del estudio no se consideraron vertederos en túnel por las siguientes razones

- a. En los vertederos en túnel, el margen de seguridad sobre la capacidad de diseño es relativamente reducido, por lo cual, en caso de presentarse una creciente superior a la estimada, el nivel del agua podría subir rápidamente y aún sobrepasar el terraplén, ocasionando la falla del mismo.
- b. En esta etapa preliminar del estudio se consideró preferible adoptar soluciones convencionales y conservativas, no sea que posteriormente estudios detallados requieran soluciones más costosas que puedan afectar los presupuestos en forma significativa, y aún ocasionar cambios en el orden de prioridad de la alternativa escogida.
- c. La geología en algunos de los sitios no es adecuada para vertederos en túnel de gran tamaño.

Por otra parte, vertederos en túnel de gran altura (más de 100 metros) con un primer tramo de fuerte inclinación, seguido por un tramo de poca pendiente (generalmente un túnel de desviación), no se consideraron aceptables para los proyectos contemplados en este informe por las siguientes razones, a más de las ya presentadas:

- a. En la mayoría de los proyectos en donde existen vertederos de este tipo para alturas y caudales comparables a los de los proyectos de Cauca se han experimentado dificultades. Hasta el momento no se han determinado con suficiente certeza las causas de estas fallas, y los diseños actuales no son totalmente confiables.
- b. Las crecientes del río Cauca son generalmente de larga duración (más de 20 días), por lo cual en caso de presentarse un daño en alguno de los túneles, seguramente progresaría durante el paso de la creciente y podría llegar a ocasionar una falla de la estructura. Debe tenerse en cuenta que la relación del volumen de las crecientes al

de los embalses es relativamente alta para el caso de los proyectos del Cauca. por lo cual sería difícil almacenar una gran creciente en caso de daño en un túnel vertedero.

5. No se consideró prudente en esta etapa la utilización de presas de arco, dadas las características sísmicas de la zona y el insuficiente conocimiento de la calidad de las fundaciones, a más de que los vertederos ~~estarían~~ localizados sobre las presas con descargas muy altas por unidad de ancho (más de 100 m³/s por metro), lo cual implicaría cierto riesgo para dichas presas.
6. Se tuvieron en cuenta las condiciones de sismicidad y proximidad a fallas geológicas mayores, de algunos de los sitios, para la escogencia de presas de lleno en los mismos y para adoptar secciones de mayor o menor resistencia sísmica.
7. Para el diseño de las obras de desviación, en el caso de presas de gravedad, se ha escogido una creciente con intervalo de recurrencia de 10 años y se ha previsto que las avenidas de mayor magnitud pasen a través de algunos monolitos de la presa que se dejarían más bajos que los restantes, o a través de orificios que se taponarían posteriormente.
8. Las obras de desviación en el caso de presas de lleno se han diseñado para una creciente con intervalo de recurrencia de 25 años y se han atendido los siguientes criterios generales:
 - a. Se comprobó que la magnitud de la avenida que resultaría de una falla de la ataguía (diseñada para una creciente con intervalo de recurrencia de 25 años) por una creciente que se presente en el invierno siguiente al período de verano durante el cual se construiría la ataguía, fuera comparable a la creciente misma. En esa

forma, los daños que pudieran ocasionarse aguas abajo en caso de fallas de la ataguía serían comparables a los que causaría la creciente misma. Este criterio generalmente no es limitante en el caso del Cauca debido a la estrechez del cañón y a la poca capacidad de almacenamiento de las ataguías.

- b. Durante la estación lluviosa, que sigue a la estación seca en la cual se construya la ataguía, se continuarían los trabajos en toda la zona del terraplén pero sin elevarlo por encima de la cota de la ataguía para evitar un caudal excesivo en el tramo aguas abajo del río, en caso de que se desborde la creciente
 - c. Durante la estación seca subsiguiente se elevaría rápidamente el respaldo aguas arriba del terraplén en tal forma que pueda contener una creciente con intervalo de recurrencia de 500 años. Para cada uno de los proyectos se comprobó que esta operación de construcción fuera factible con ritmos normales de colocación de lleno.
9. En el caso de las crecientes de diseño para vertederos y desviaciones no se tuvo en cuenta la amortiguación de los picos de las hidrógrafas por los embalses de aguas arriba ya que sin conocer aún la secuencia de construcción de las obras, es conveniente asumir conservativamente que cualquiera de los proyectos pueda ser el primero de la serie. En etapas posteriores, más avanzadas, indudablemente podrán lograrse economías apreciables al considerar el efecto de un embalse sobre las obras que se construyan aguas abajo del mismo.
10. Para esta etapa los túneles de desviación se han considerado revestidos en concreto reforzado. Posteriormente y con base en exploraciones detalladas podrá estudiarse la posibilidad de usar túneles revestidos en concreto simple o sin revestimiento.

11. Debido a los cortes tan altos que requieren los vertederos excavados en la ladera, como resultado de lo estrecho del cañón, se han adoptado vertederos controlados por compuertas radiales de 17 a 20 m de altura y de 12 a 16 m de ancho. Para cada caso la concentración del flujo por unidad de ancho se adoptó teniendo en cuenta principalmente las condiciones de la roca y la localización de las estructuras. Se consideró apropiado terminar los vertederos en deflectores de chorro dimensionados de acuerdo con el ancho del cañón y con las condiciones de la roca. No se diseñaron pozos de aquietamiento del tipo de resalto hidráulico debido a su alto costo y al hecho de que por su magnitud la construcción requeriría períodos de tiempo largos, del orden de dos años, después de haber concluido prácticamente las demás obras. Por otra parte, es posible disminuir el riesgo de elevación excesiva del nivel de agua en el río ocasionada por la barra que podría formarse con los materiales provenientes de la socavación en el sitio de caída del chorro del deflector, previendo en dicho punto algunas excavaciones durante el período de construcción, excavaciones que seguramente resultarían más económicas que la construcción de las estructuras disipadoras convencionales.
12. En esta etapa de los estudios, no se han previsto desfuegos de fondo en los tapones de los túneles de desviación, excepto para la presa de Nechí, teniendo en cuenta que para un río con caudales de la magnitud del Cauca y para los volúmenes de embalse considerados se requerirían conductos y controles de gran tamaño y costo. Por otra parte, las compuertas de los vertederos son de tal altura que permitirían evacuar rápidamente la parte superior de los embalses, donde se almacena la mayor proporción del volumen de agua. Sin embargo, en las etapas siguientes de los estudios convendría considerar desfuegos de fondo en algunas de las presas de aguas arriba que pueden tener fuertes oscilaciones en el nivel del embalse, para garantizar la operación de

las centrales de aguas abajo, cuando el nivel del embalse esté por debajo de la cota del vertedero y no puede pasarse agua por la respectiva central.

13. En principio, se adoptaron centrales superficiales en todos los sitios en donde las condiciones geológicas y topográficas lo permitían, y en forma conservativa se seleccionaron unidades de un tamaño tal que pudieran ser transportadas dentro de las limitaciones actuales a los sitios de los proyectos.

Ya que en un futuro podría ser aconsejable instalar en los varios proyectos mayor capacidad de pico, se han preferido los sitios que permitan la construcción de centrales adicionales o extensión de las propuestas. Sin embargo, en los estimativos de costo no se incluyó el valor de las provisiones requeridas para futuros aumentos de capacidad.

14. Los túneles de conducción se han previsto para los objetos de este estudio, revestidos en concreto reforzado, lo cual podrá modificarse en el futuro si las condiciones de la roca resultan favorables. Igualmente se han considerado longitudes conservativas de revestimiento en blindaje metálico y concreto. Con excepción de Nechí, la relación de longitud de las conducciones al salto permite prever que no se requerirán almenaras y que podrá obtenerse una regulación adecuada de las turbinas. Por otra parte se comprobó que los diámetros de los túneles de conducción estén dentro del rango de diámetros económicos.

15. En las conducciones de las centrales del Cauca se han considerado generalmente los siguientes sistemas de cierre; provisiones para tableros a la entrada de la bocatoma, compuertas principales de rodillos para cierre de la bocatoma y válvula de mariposa a la entrada de las turbinas, con excepción de Nechí, que por razón de la alta presión

tendría válvulas esféricas. Se han previsto válvulas mariposas a la entrada de cada turbina y solo un juego de compuertas para el conjunto de bocatomas de cada central que se movilizarán mediante una grúa pórtico.

VI.3 CONSIDERACIONES SOBRE LA UBICACION Y TIPOS DE ESTRUCTURAS

VI.3.1 XARRAPA

En el sitio de Xarrapa se ha escogido el eje denominado XA - 1 (véase plano 573-G-08), situado unos 500 metros aguas arriba de la desembocadura del río San Francisco. Alternativamente se consideraron los ejes XA - 2, situado entre la central de San Francisco y la desembocadura del río del mismo nombre, y el XA - 3 situado más o menos a 1,8 km aguas arriba de dicha desembocadura. El sitio XA - 2 se descartó por estar localizado en un tramo de longitud muy limitada (menos de 500 metros) entre el río San Francisco y la central existente del mismo nombre, lo cual haría casi imposible cualquier modificación en la localización de las estructuras en caso de que se encontraran irregularidades geológicas. Además, ocasionaría interferencias con la central existente. El sitio XA - 3, aunque tiene el contrafuerte izquierdo favorable para localización de un vertedero superficial, muestra huellas de erosiones profundas en el contrafuerte derecho que pueden haber sido causadas por posibles fallas transversales según los alineamientos topográficos reconocidos, o que pueden corresponder a áreas de alta captación de escorrentía durante el invierno, lo que dificultaría la construcción del terraplén. Por lo tanto se escogió el eje XA - 1, en el cual los estribos son relativamente pendientes y los afloramientos de roca aparecen en general sanos y adecuados. El sitio es estrecho, pero permite la localización de una central superficial.

Mediante estudios posteriores más detallados podría resultar viable el eje XA - 3, u otros ejes aguas arriba del mismo aunque ello traería consigo una disminución en el salto útil y en la capacidad del embalse que de por sí son reducidos, lo cual podría aumentar aún más los costos unitarios de la instalación. La geología para todos los ejes es similar.

El eje XA - 1 está sobre conglomerado de bloques de lava fresca, embebidos dentro de cenizas volcánicas, y a unos 200 metros del río sobre el contrafuerte derecho aparecen las rocas verdes.^{1/} La formación de los conglomerados es compacta, resistente e impermeable pero puede contener bolsas de arena finas de baja densidad, además de tobas y arcillas, que podrían constituir elementos de difícil comportamiento en el caso de terremoto. De ahí que en este sitio parezca factible una presa de lleno, pero en ningún caso de concreto.

Se ha previsto un vertedero de tipo abierto, y se ha descartado el vertedero en túnel ya que habría un gran riesgo de erosión del conglomerado, en caso de una falla del revestimiento.

El nivel máximo del embalse, y por tanto la altura máxima de la presa, están limitados por el puente y población de La Virginia. Como se describe en el Capítulo VIII, en Xarrapa se considera una presa de lleno de 66 metros de altura ^{2/} con vertedero superficial por el contrafuerte derecho, dos túneles de desviación de 12 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo, y una central de superficie en el contrafuerte derecho para una capacidad nominal instalada de 330 MW, alimentada por cuatro túneles de 7,00 metros de diámetro.

VI.3.2 BOCACHE

Para el sitio de Bocache se consideraron tres ejes, denominados BO1, BO2 y BO3 (véase plano No. 573-G-08), todos ellos situados en un estrechamiento del río de unos tres kilómetros de longitud, localizado dentro de un "stock" de pórfidos andesíticos.

- ^{1/} Ver definición y características de "Rocas Verdes" en el Capítulo IV.
- ^{2/} En este informe la altura de la presa se define a partir del nivel del lecho actual del río.

En el eje BO1 aparece roca de mejor calidad que en los otros dos ejes contemplados, a más de que una presa construída en este sitio tendría menor volumen que en cualquiera de los otros dos. En el contrafuerte izquierdo del eje BO1 la roca expuesta en los cortes de la carretera en construcción aparece con fracturas abiertas, lo que puede deberse a exceso de explosivos en las voladuras para la construcción de la carretera. En efecto, la reciente inspección del túnel para la carretera en construcción, que está situado prácticamente al pie del eje BO1, ha permitido observar la buena calidad de la roca en el interior.

En los ejes BO2 y BO3 pueden observarse espesores mayores de meteorización de la roca y ésta aparece más fracturada que en el primer eje. Además, el eje BO3 tiene el inconveniente adicional de que la longitud del contrafuerte izquierdo entre las quebradas Langarera y Guadua Pintada, está limitada a solo 500 metros, lo cual merma flexibilidad para posibles variaciones de la localización de las estructuras cuando se avance en el diseño.

La calidad de la roca es adecuada para una presa de gravedad o de enrocado y de ahí que hubiese sido necesario hacer una comparación económica de estas alternativas como se explica en el Capítulo VIII. Ambas presas tendrían un vertedero abierto excavado en el contrafuerte derecho -que resulta más económico que en el izquierdo- túneles de desviación por la margen izquierda y central superficial en el río alimentada por túneles y localizada a lo largo del cauce, por razón de su longitud. En ambos casos se ubicaron las estructuras aguas arriba de la línea de contacto de las formaciones geológicas ya que el material del terciario está compuesto por areniscas, conglomerado y limolitas friables y con una resistencia a la cizalladura relativamente baja. Se adoptó la solución de presa de gravedad que resultó más económica que la de enrocado.

La presa tendría una altura de 128 metros, con un vertedero de 68 metros de ancho por el contrafuerte derecho, dos túneles de desviación de 11,50 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo, y casa de máquinas superficial en el lecho del río para una capacidad nominal de 820 MW, alimentada por dos túneles de conducción de 9,65 metros de diámetro.

VI.3.3 FARALLONES

Para la presa y central de Farallones, se consideraron ocho ejes denominados FA1 a FA7 y el FA2A localizados a lo largo de un cañón de 16 km de largo entre La Pintada y la quebrada Vequedo (ver plano 573-G-08). Los ejes FA1, FA3 y FA4 están situados dentro de una formación diorítica, en tanto que los demás están localizados dentro de "stocks" de pórfido.

Los 250 metros de caída del río, entre la Central de San Francisco y La Pintada, pueden desarrollarse mediante dos presas, una en Bocache y otra en Farallones, o mediante una sola presa alta en Farallones ya que no existen limitantes intermedias de importancia en el tramo.

Para la segunda alternativa, o sea para una presa alta en Farallones, los sitios FA1 a FA4 (incluido el FA2 A) son los más adecuados teniendo en cuenta la magnitud de la estructura, la topografía y las condiciones de fundación. Los sitios FA5 y FA6 están situados en cuerpos de andesita relativamente pequeños en comparación con el volumen de la presa (véase plano No. 573-FA-05), por lo que cualquier cambio en el eje de la presa sería difícil sin que parte de la estructura quedara situada sobre el contacto del cuerpo intrusivo con las rocas sedimentarias, estas últimas de dudosa capacidad de resistencia a la cizalladura. El sitio FA5 presenta un contrafuerte derecho muy delgado en la andesita y para la altura requerida de presa habría que construir sobre el terciario un terraplén de cierre de unos 600 metros de longitud hasta el Alto Daza. Los contrafuertes del eje FA6 son colinas muy delgadas y aparentemente bastante meteorizadas, a más de que la topografía general es desfavorable para ubicación de las estructuras.

En cuanto al sitio FA7, el contrafuerte izquierdo es muy delgado y meteorizado. Por otra parte la quebrada Vequedo, que en el invierno arrastra grandes cantidades de roca y material aluvial, desemboca al río Cauca inmediatamente aguas arriba del eje, lo que potencialmente contribuiría a crear un serio problema durante la construcción de la presa.

Entre los cuatro ejes que se encontraron como más favorables, el FA2 es bastante bueno desde el punto de vista topográfico y geológico, pero la fracturación columnar del pórfido andesítico del alto farallón adyacente al sitio crea un permanente riesgo de grandes derrumbes de roca sobre el proyecto, no solamente durante la construcción, sino durante su operación. La posibilidad de derrumbes del farallón aumentaría durante la construcción por efecto de vibraciones causadas por las voladuras. Un derrumbe de gran magnitud podría ser fatal para los trabajadores y para las obras en construcción, y un derrumbe durante operación podría producir daños de consideración. Por lo tanto, este eje no se consideró para efectos de este informe, aunque en estudios posteriores deberá investigarse con cuidado un posible tratamiento del farallón para garantizar su estabilidad, a fin de determinar si presenta ventajas económicas importantes. Es probable que puedan diseñarse tratamientos adecuados en el farallón para disminuir el peligro de derrumbes, tales como excavaciones, revestimiento con malla metálica, pernos de roca, etc. Debe anotarse, sin embargo, que la estrechez del cañón en este sitio dificulta la colocación de las estructuras si se compara con otros ejes.

En cuanto al eje FA2A, aún cuando las características geológicas son adecuadas para la presa, es difícil obtener una buena localización para una central del tamaño requerido en Farallones. También es inconveniente la ubicación de un vertedero de la capacidad necesaria.

En el eje FA1 la meteorización es más severa que en los ejes FA3 y FA4, el volumen de terraplén mayor y la localización de las estructuras menos favorable. Por lo tanto, los ejes FA3 y FA4, situados en la llamada "Vuelta de Cuba" parecen ser los más aconsejables, y entre éstos el eje FA4 presenta mejores características para la ubicación de las estructuras, menor volumen de terraplén, y afloramientos de roca aparentemente más sanos que en el eje FA3. Es posible que pueda obtenerse una localización conveniente para la presa entre los ejes FA3 y FA4, si se pueden diseñar estructuras de desviación adecuadas para la quebrada Yala y si las condiciones geológicas resultaren aceptables.

Al nivel de este informe y en forma conservativa se escogió como solución alta en Farallones una presa de 220 metros de altura con el embalse normal a la cota 806. Sin embargo, no existen limitantes físicas para el máximo nivel del embalse y sin afectar la central de San Francisco podría elevarse la altura de la presa en unos 17 metros con lo cual se obtendrían ventajas importantes en cuanto a producción de energía y capacidad de almacenamiento; este realce deberá ser motivo de análisis en etapas más refinadas de diseño. Por otro lado, no parece que haya limitantes geotécnicas para una presa de 237 metros de altura en el sitio FA 4 aunque el filo situado un poco aguas arriba en el contrafuerte derecho es delgado, pero podría investigarse la posibilidad de desplazar ligeramente el eje hacia aguas abajo, lo que daría mayor latitud para los ajustes de la posición de la presa.

De acuerdo con las consideraciones anteriores para la alternativa de presa alta en Farallones se adoptó el eje FA4 con una presa de altura máxima de 220 metros, provista de un vertedero superficial de 68 metros de cresta en el contrafuerte izquierdo y de dos túneles de desviación de 12 metros de diámetro en el mismo contrafuerte. La central hidroeléctrica sería superficial, estaría localizada en el contrafuerte izquierdo de la presa, aguas abajo de ésta, y sería alimentada por 5 túneles de 8.70 metros de diámetro, para una capacidad nominal de 2.120 MW.

Para la alternativa de una presa baja en Farallones (110 m) se descartaron los ejes FA1 FA5 FA6 y FA7 por las razones indicadas atrás.

Desde el punto de vista geológico, los ejes FA3 y FA4 serían bastante aptos para una presa de enrocado, pero la topografía es desfavorable para ello, ya que las excavaciones para un vertedero superficial tendrían un volumen mucho mayor que el requerido para el terraplén. Por otra parte, los sitios no son adecuados para presas de gravedad de la altura considerada, pues requerirían extensas excavaciones para encontrar una fundación aceptable.

Para presas de gravedad serían preferibles los ejes sobre los pórfidos andesíticos por razón de la mejor calidad de la roca. Habiéndose descartado en este informe el eje FA2 por el

problema de derrumbes potenciales, se eligió el eje FA 2A, intermedio entre el FA2 y el FA3, situado sobre el pórfido andesítico, el cual tiene las mejores características para localización de las diferentes estructuras. En la zona de este eje la roca expuesta a lo largo de la carretera es dura y libre de grietas, y parece adecuada para una presa de concreto o de enrocado.

Se estudiaron alternativas de presas de gravedad y enrocado con vertedero superficial por el contrafuerte derecho y túneles de desviación por el contrafuerte izquierdo tal como se describe en el Capítulo VIII. En el caso de presa de gravedad la central sería de pie de presa, y en el caso de presa de enrocado estaría ubicada en el contrafuerte derecho. Resultó más económica la alternativa de presa de gravedad.

En el caso de Farallones Bajo, la presa sería de gravedad, de 112 metros de altura, con un vertedero abierto de 68 metros de ancho en el contrafuerte derecho. La desviación se haría por dos túneles de 12 metros de diámetro en el contrafuerte izquierdo. La central sería de pie de presa con una capacidad nominal de 910 MW.

VI.3.4 CAÑAFISTO

Mediante este desarrollo podría aprovecharse el desnivel existente entre La Pintada y Santa Fe de Antioquia. Para la localización de la presa inicialmente se consideraron tres ejes, denominados CÑ1, CÑ2 y CÑ3, localizados en un estrechamiento del cañón del río entre las quebradas Careperro y Seca (ver plano No. 573-G-10). En el eje CÑ1, la presa quedaría situada sobre un contacto de las rocas verdes y una formación de esquistos verdes y filitas grafitosas, contacto posiblemente fallado como prolongación del sobreescurreimiento Cauca O, y en el eje CÑ2 quedaría sobre el contacto entre la formación de filitas grafitosas y otra de pizaras arcillosas, que también podría estar fallado como prolongación del sobreescurreimiento Cauca M. Por otra parte, ninguna de estas formaciones es apropiada como fundación para una presa de concreto y una presa de lleno no es viable, ya que las excavaciones para el vertedero superficial tendrían un volumen muy superior al de la presa correspondiente.

El eje CÑ3 está situado sobre la formación de pizarras arcillosas, en la cual aparecen bandas de esquistos cloríticos y grafíticos bastante débiles, y aunque este sitio ofrece ventajas topográficas sobre los dos anteriores, tendría también una descompensación muy alta entre los volúmenes de excavación y terraplén. Por otra parte y de acuerdo con los reconocimientos geológicos en estos sitios pueden esperarse zonas de cizalladura llenas de arcilla, bandas de esquistos grafíticos y masas de esquistos sericíticos débiles y descompuestos, por lo cual pueden anticiparse dificultades y costos excesivos en la construcción de túneles vertedero de gran tamaño.

Por razón de lo anterior, fué necesario buscar otras posibilidades aguas arriba de la quebrada Careperro, en donde la formación de las rocas verdes aparece en ambas orillas del río, habiéndose encontrado dos ejes situados en zonas estrechas del cañón, el CÑ4 y el CÑ5 (véase plano 573-G-09). Entre éstos se adoptó el CÑ5 porque ofrecía contrafuertes más gruesos y mejores condiciones topográficas para la ubicación de las estructuras.

En el eje CÑ5 afloran rocas verdes de buena calidad en los cortes de la carretera de la margen izquierda del río. El ancho relativamente grande de la presa, la posibilidad de construir económicamente un vertedero superficial sobre el contrafuerte derecho, y la proximidad de fallas mayores que podrían ser activas indican que la presa más adecuada es del tipo de lleno. Además, las condiciones de fundación parecen ser inadecuadas para presas de concreto.

La presa tendría 110 metros de altura y el lleno estaría constituido por fragmentos de rocas verdes, suelo residual proveniente de la misma formación y materiales aluviales que son abundantes en los alrededores. El vertedero abierto de 74 metros de ancho y la central estarían ubicados en el contrafuerte derecho. Esta tendría una capacidad nominal de 1600 MW y sería alimentada a través de seis túneles de conducción de 10 20 metros de diámetro. La desviación se haría por medio de dos túneles de 13 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo.

La central sería superficial, con una capacidad nominal de 1380 MW, estaría ubicada sobre el contrafuerte izquierdo y sería alimentada por cinco túneles de 10, 20 metros de diámetro que partirían del canal de acceso al vertedero.

VI.3.6 ITUANGO

En este sitio pueden considerarse básicamente dos alternativas a saber: un desarrollo con base en una presa hasta de 260 metros de altura (cresta en cota 470) que estaría limitada por la central de Cañafisto, y alternativamente un desarrollo con una presa de 145 metros de altura, limitada por el nivel del agua a la salida de la Central de Carquetá. Para ambas soluciones se analizaron inicialmente los ejes IT-1, IT-2 e IT-4, ubicados en el trayecto del río entre el puente de Pescadero y la desembocadura del río Pescado al Cauca (tramo de unos 11 km (véase plano 573-G-10). La estrechez y altura del cañón en la mayor parte del tramo en estudio, así como la calidad de la roca en general, presentan condiciones favorables para una presa de concreto.

Además de los ejes anteriores, la exploración se amplió posteriormente al tramo del río entre el puente Pescadero y la quebrada Sardina con una longitud aproximada de 5 km donde están localizados los ejes IT3 e IT5 (véase plano 573-G-10). La inspección del trayecto del río, de 16 km, entre las desembocaduras de la quebrada Sardina y el río Pescado al Cauca indica que a más de los ejes analizados existen muchos otros sitios aparentemente adecuados si se tiene en cuenta que la conformación topográfica y geológica es similar. En general no son muy evidentes las ventajas de uno cualquiera de los ejes con relación a los demás y la escogencia definitiva solo podrá hacerse en etapas posteriores del estudio, con información más completa y avanzada.

El sitio IT4, está situado sobre una zona de filonitas negras, sericiticas y grafitosas, producto de alteración de una franja de neis lenticular por la falla de Santa Rita, con profundas alteraciones tectónicas e hidrotermales que lo hacen desfavorable para fundación de una presa.

Los sitios IT1, IT2, IT3 e IT5 están localizados sobre una zona de neis esquistoso a cuarzoso, con buena proporción de mica diseminada. En el eje IT2 la roca aparece meteorizada superficialmente y las laderas están cubiertas por depósitos de talud cuyo espesor puede ser hasta de 30 metros. En el tramo de río aguas abajo del puente de Pescadero, en una longitud de 6 km aproximadamente, el contacto entre las formaciones de neis esquistoso a cuarzoso y de los esquistos cuarzo-sericíticos se presenta a una distancia proximada de 300 metros al este del río, mientras un poco más al este (a unos 900 metros del río) se presentan los contactos con las formaciones de esquistos cloríticos y sericíticos intercalados y de neis lenticular, formaciones éstas últimas muy afectadas por la falla de Santa Rita. En consecuencia, el contrafuerte derecho del río en el tramo descrito no es tan adecuado para localización de una central subterránea de gran tamaño o de túneles que pudieran cruzar las formaciones al este del río.

En el sitio IT1 la formación de neis esquistoso a cuarzoso es bastante masiva en el contrafuerte derecho, por lo cual resulta favorable para la ubicación de una central subterránea grande. Además la calidad de roca observada superficialmente es excelente y los depósitos de talud son de poco espesor y aparecen únicamente en el contrafuerte izquierdo. La falla de Santa Rita pasa a una distancia de más o menos 2,5 km del sitio.

El sitio IT3 está localizado inmediatamente al este de una falla asociada con la de Santa Rita, que alcanzaría a afectar directamente parte de las estructuras anexas a la presa, por lo cual no se consideró adecuado. El eje IT5 localizado unos 2,0 km más hacia el este, sobre el tramo de río comprendido entre el eje IT3 y el puente de Pescadero, presenta ventajas topográficas para ubicación de las estructuras de captación, aprovechando la margen izquierda de la quebrada Mosquito. El tramo de río mencionado tiene una configuración muy similar a la del cañón y está situado sobre la formación de neises cuarzo-feldespáticos, lo cual significa que sobre él podrían concebirse otros ejes comparables al IT5.

La presa en el sitio IT5 requeriría longitud de cresta y volumen de cortina mayores que en el sitio IT1. Ambos ejes pueden

considerarse geotécnicamente equivalentes ya que están sobre formaciones geológicas semejantes y a distancias comparables de las fallas. En consecuencia y para propósitos de este informe y con base en la información disponible se ha adoptado el eje IT1, que aparece como más favorable

Por razón de su topografía y buenas condiciones geológicas, el eje IT1 a primera vista invita a considerar una presa en arco. En este sitio la roca es dura y está poco meteorizada y fracturada pero la foliación tiene una inclinación predominante de 45° hacia el contrafuerte derecho, siendo su traza prácticamente paralela al río. Es probable que las diaclasas y zonas de cizalladura se presenten en la misma forma por lo cual el contrafuerte izquierdo aparentemente es débil para soportar una presa en arco. Por otra parte, sería muy arriesgado pasar crecientes tan grandes como las que pueden presentarse en el Cauca sobre una presa de arco de la altura considerada. De ahí que para los objetos del presente estudio se haya considerado una presa de gravedad curva en planta que permite acomodar un vertedero de la capacidad requerida.

Para la presa alta en este sitio se ha considerado una altura de 241 metros que permite que la potencia primaria y la energía producida sean aproximadamente iguales a las producidas por la combinación de las centrales de Carquetá e Ituango Bajo. Sin embargo, no parece problema que la presa pueda elevarse a 260 metros de altura hasta el nivel de salida de la central de Cañafisto, lo cual permitiría aumentar notablemente la capacidad de producción de energía y en especial el almacenamiento de agua. Esta decisión deberá aplazarse para etapas posteriores del estudio cuando se hayan adelantado investigaciones geotécnicas y de costos más detallados.

El vertedero tendría 107.5 metros de ancho y estaría localizado sobre la presa. La desviación se haría a través de un túnel de sección aproximadamente rectangular, de 14 metros de ancho por 17 metros de altura. La estrechez del cañón y la magnitud de la central son dos condiciones que determinan la conveniencia de una central subterránea. La casa de máquinas tendría una capacidad nominal instalada de 3860 MW y sería alimentada por medio de ocho túneles de conducción de 8.70 metros de diámetro. La descarga de la central se haría por medio de dos túneles, uno de los cuales sería el de desviación.

La presa de Ituango Bajo tendría 145 metros de altura y estructuras muy similares a la anterior. La central estaría equipada con 2290 MW de capacidad nominal.

A pesar de que se ha considerado una presa de concreto para este proyecto, es necesario analizar en un futuro la alternativa de presa de enrocado con vertedero excavado sobre el contrafuerte derecho. Dada la estrechez del cañón la presa de roca tendría un volumen relativamente bajo. Por otra parte, el vertedero podría hacerse estrecho con compuertas tan altas como fuera posible, ya que por la calidad de la roca no se anticipan problemas difíciles en la descarga del flujo. Además, aunque el talud excavado sería muy alto, la dirección de las diaclasas es propicia para obtener un corte estable y la excavación podría hacerse casi vertical y estabilizarse a un precio razonable. Por otra parte debe tenerse en cuenta que el suministro del cemento en la cantidad y calidad requeridas para la presa de Ituango podría constituir una limitante bastante seria. También convendría estudiar la solución de presa de enrocado con vertederos en túnel de pendiente constante, de tamaño y características adecuadas. Sin embargo, la solución de presa de enrocado no se analizó detalladamente en esta etapa con el objeto de mantener el estudio a un nivel conservativo de costos. Es lógico pensar que en etapas posteriores se puedan comparar las posibles soluciones y escoger alguna que en ningún caso sería más costosa que la actual.

VI.3.7 BREDUNCO

Entre Ituango y Apaví se podría desarrollar la caída del río por medio de una presa alta en Apaví, o por medio de dos presas más pequeñas, una en Bredunco y otra en Apaví, en caso de que no fuese viable la primera.

Para utilizar la caída disponible entre Ituango y Puerto Valdivia se consideraron inicialmente y por razones topográficas tres ejes, denominados BR1, BR2 y BR3 (véase plano 573-G-1), pero al hacer el reconocimiento geológico de estos sitios fue necesario descartar los dos primeros por estar fuertemente alterados por la falla de Romeral. El eje BR3 es muy deseable desde el punto

de vista topográfico y la roca es una anfíbolita muy dura bastante diaclasada y con algunas zonas alteradas por efecto de la falla de Romeral, sin embargo, su distancia a la falla es de solamente 1.2 km. En consecuencia se buscaron otros posibles ejes aguas arriba en un tramo de 8 km que se va alejando de la falla de Romeral.

La formación geológica en el tramo está constituida por neises micáceos y cuarzofeldespáticos bastante frescos. El tipo de formación geológica y la forma del cañón permiten escoger numerosos ejes para la presa. Se eligió para fines de este estudio el denominado BR4, inmediatamente aguas abajo de la confluencia de la quebrada el Aro al río Cauca, a una distancia de unos 4 km de la falla.

Teniendo en cuenta la cercanía de la falla geológica sería preferible considerar una presa de enrocado. Sin embargo, dadas la estrechez del curso del río y la elevación y empinamiento de los contrafuertes, sería excesivamente costoso y difícil construir un vertedero en el contrafuerte, y de ahí que se haya escogido una presa de gravedad con vertedero sobre la misma presa.

La presa tendría una altura de 63 metros y un vertedero de 74 metros de ancho. Por razón de la estrechez del cañón se adoptó una central subterránea con capacidad nominal de 570 MW alimentada por dos túneles en el contrafuerte izquierdo de 13.50 metros. La desviación se haría a través de dos túneles de 13 metros de ancho y 15.5 metros de altura por el contrafuerte derecho.

VI.3.8 APAVI

El último desarrollo del Cauca Medio corresponde al sitio de Apaví, aguas abajo del cual se abre el cañón del río Cauca y disminuye su pendiente (véase plano 573 G 11). Aguas arriba de este sitio la falla de Romeral y otras menores asociadas a ésta dominan el cañón del río y la zona adyacente. Por lo tanto inicialmente se consideró el eje AP1 que por su localización está relativamente libre de la influencia de tales accidentes. Desafortunadamente los contrafuertes no tienen la altura suficiente para la presa alta de Apaví y solo permiten la alternativa de presa baja.

En vista de lo anterior se consideraron los ejes AP2 AP3 y AP4. Todos ellos están en metatonalitas que aunque duras aparecen con frecuentes fracturas por donde ha avanzado la meteorización. Posiblemente la alteración sea mayor a medida que el sitio esté más próximo a la falla de Romeral.

El sitio AP2 está directamente sobre una importante zona de falla reconocida en la quebrada Las Vueltas. Por otra parte aunque el volumen de terraplén sería relativamente pequeño resulta difícil acomodar una central superficial de las dimensiones requeridas. Dadas las condiciones de la roca no sería prudente considerar una solución de central subterránea de ahí que este sitio se haya descartado.

Los ejes AP3 y AP4 son adecuados para la presa alta y permiten una buena localización de la central y de otras estructuras anexas. En este momento es difícil escoger el mejor entre ellos lo cual podría hacerse después de investigaciones más detalladas. Por ahora se seleccionó el AP3 por las siguientes razones:

- 1 Tanto el sitio AP3 como el AP4 requieren la construcción de presas auxiliares para cerrar la zona baja situada hacia el oeste. Esta zona es crítica ya que a través de la misma cruzan dos fallas geológicas que deben estudiarse cuidadosamente para determinar si son activas o no. En el caso del sitio AP3 la zona baja es más estrecha y su tratamiento posiblemente resultaría menos costoso que para el sitio AP4.
- 2 En el eje AP3 aparece mejor la calidad de la roca y menos intensa la meteorización.

Se seleccionó una presa de lleno incorporando gran cantidad de grava teniendo en cuenta la cercanía a la gran falla de Romeral y la posibilidad de obtener un volumen suficiente de materiales aluviales en las proximidades del sitio. Aunque la presa podría elevarse hasta una altura máxima del orden de 129 metros limitando el nivel normal por la cota de descarga de la central de Ituango, se consideró en esta etapa una presa de 120 metros de altura. En esa forma

se espera que los tratamientos de las zonas bajas situadas en el lado noreste del embalse resulten económicos y sencillos. En una etapa posterior del estudio y una vez se conozcan planos más precisos sobre las zonas bajas así como resultados de investigaciones geológicas detalladas es probable que la presa pueda elevarse a su máxima altura con lo cual se incrementaría notablemente su capacidad de almacenamiento y las posibilidades de producción de energía.

La presa tendría una altura de 120 metros, el vertedero se excavaría al lado oeste de la zona baja y tendría 99.5 metros de ancho. La desviación se ha diseñado a través de dos túneles en herradura de 14 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo. La casa de máquinas superficial con una capacidad nominal de 1920 MW estaría ubicada en el contrafuerte izquierdo y sería alimentada por medio de 14 tuberías superficiales de 7 metros de diámetro.

Para la presa de Apaví Bajo (65 metros de altura) se escogió el eje AP1 por sus mejores características geológicas. Se adoptó una presa de lleno por causa de la cercanía de la falla de Romeral y asociadas. La desviación se ha planeado a través de dos túneles en herradura de 14 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo. La central superficial y el vertedero estarían ubicados en el contrafuerte derecho, alimentados por un canal común de 100 metros de ancho. La central tendría una capacidad nominal de 730 MW y el vertedero tendría 101.5 metros de ancho.

VI 3 9 NECHI

La escogencia preliminar del sitio de la desviación de Nechi hacia el Cauca se hizo en forma de lograr la menor longitud posible de conducción hasta este último. Para la presa de Nechí se consideraron dos ejes, el N1 y el N2, el primero de los cuales está situado sobre una formación de gabros bastante frescos y el segundo dentro de una formación de ortoneis (véanse planos 573 G 11 y 573 NE 04).

En la margen derecha del eje N2 aparece un dique de serpentina meteorizada de unos 300 metros de espesor, cuya calidad es

poco adecuada para excavaciones superficiales. Por otra parte, en esa zona el río desciende con una pendiente fuerte por lo cual otros ejes aguas abajo exigirían presas más altas para obtener la misma regulación que en el sitio N1. En consecuencia se escogió este último para fines del estudio teniendo en cuenta que no hay ventajas aparentes de los ejes de aguas abajo.

Con base en la calidad de la roca y la topografía de los contrafuertes puede construirse económicamente una presa de enrocamiento con vertedero excavado en el contrafuerte izquierdo, ya que el volumen de la excavación es inferior a los requerimientos del llenado. La presa tendría una altura de 110 metros y el vertedero un ancho de 54.5 metros. La desviación se ha previsto por medio de un túnel de 8 metros de diámetro por el contrafuerte izquierdo.

El proyecto de Nechí tiene dos alternativas para su desarrollo según se adopte una presa alta o baja en Apaví, tal como se explica en el Capítulo VII. En el caso de la presa alta en Apaví se tendría la alternativa "Nechí I" para una caída bruta de 580 metros, y en el caso de la presa baja en Apaví se tendría la alternativa "Nechí II" para una caída bruta de 632 metros.

Existe la posibilidad de localizar una central superficial sobre la orilla derecha del río Cauca, pero la experiencia en la región con la estabilidad de los suelos provenientes de los esquistos cloríticos y sericiticos intercalados es bastante desfavorable. Además, la central quedaría prácticamente ubicada sobre la falla de Romeral a la cual está asociada una gruesa zona de perturbación. En consecuencia se trató de buscar una localización adecuada para central subterránea y como hay dudas fundadas en cuanto a la calidad de los esquistos se ubicó la central dentro del cuerpo de gabbro del alto de la Tolda.

Los túneles de conducción y de fuga estarían prácticamente alineados dentro de las formaciones de esquistos. El primero tendría una longitud de 7.350 metros y un diámetro interior de 7.6 metros. El segundo tendría una longitud de 3.780 metros y una sección de base rectangular y techo circular de 9 metros de ancho y 12 metros de altura máxima.

La central tendría una capacidad nominal instalada de 750 MW en el caso de Nechí I y de 850 MW en el caso de Nechí II.

Si las exploraciones geotécnicas más detalladas indican la inconveniencia de una central subterránea por causa de la baja calidad que pudiera tener la roca, sería necesario pensar nuevamente en la posibilidad de central superficial. En tal caso podrían considerarse rutas alternativas más cortas, con túneles que descarguen a las quebradas Valdivia, Honda o La Lancha, aunque todas ellas tienen cañones estrechos en formaciones geológicas inestables e indudablemente se requerirían excavaciones superficiales de importancia.

PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

Factibilidad 1982

CAPITULO VIII

ALTERNATIVAS PARA LAS OBRAS PRINCIPALES DEL PROYECTO

A. GENERALIDADES

En el curso del estudio de factibilidad se consideraron y analizaron diferentes alternativas del tipo y localización más conveniente para el esquema definitivo de las obras principales del Proyecto. Las exploraciones e investigaciones de campo se programaron y ejecutaron en forma de cubrir las diferentes alternativas, con el propósito de contar con informaciones confiables y objetivas que facilitaran la decisión sobre la alternativa más conveniente. El proceso de planteamiento de las alternativas, la investigación y análisis de las mismas y la toma de decisiones al respecto están descritas en detalle en el Informe Intermedio Complementario de febrero de 1981, pero se hará una presentación resumida en este Capítulo.

Para todas las alternativas consideradas en el Proyecto de Ituango, se tuvieron en cuenta algunos criterios generales y comunes a saber:

1. No se consideraron presas de concreto (arco o gravedad) ya que por causa de la cercanía de fallas sísmicamente activas y por la calidad de la masa rocosa, que presenta frecuentes zonas de cizalladura paralelas a la foliación, dos sistemas principales de diaclasas muy abiertas y otros accidentes geotécnicos, resultarían estructuras de diseño complejo para la altura considerada (cerca de 250 m).

2. Una presa de roca compactada con núcleo central o ligeramente inclinado aguas arriba, de suelo compactado y amplios filtros y transiciones, se considera una estructura inherentemente segura y adecuada para las condiciones de fundación y sismicidad en el sitio.

3. Se considera una casa de máquinas subterránea localizada cerca al eje de la presa y próxima a las captaciones para lograr una mejor regulación de la central. Además, se proveen túneles de presión individuales para las unidades, con lo cual se logra mayor confiabilidad durante la operación del Proyecto.

4. Se considera fundamental la posibilidad de prever un ensanche futuro substancial de la central, o la construcción de una segunda central en Ituango.

B. ALTERNATIVAS INICIALMENTE PROPUESTAS

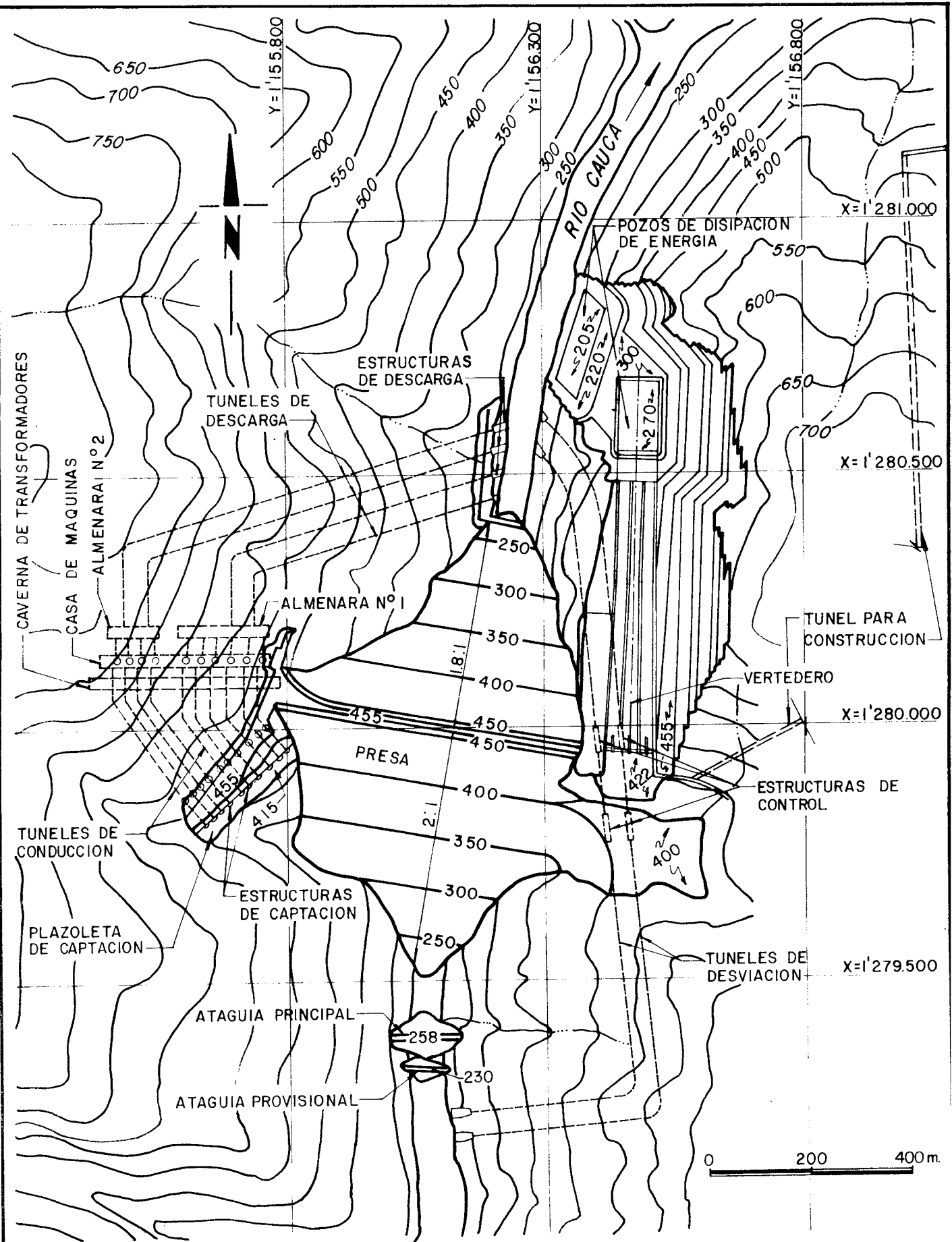
En la fase inicial del estudio de factibilidad se consideraron dos alternativas denominadas, Alternativa 1 y Alternativa 2, que dependían fundamentalmente de la posición del eje de la presa en el sitio considerado para el Informe sobre la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico del Cauca Medio, o en un sitio a unos 800 m de distancia aguas abajo, respectivamente. A continuación se presenta la descripción de las dos alternativas.

Alternativa 1. Presa de enrocado con núcleo central, localizada en el eje de agua arriba (Véase Figura VIII-1); vertedero abierto sobre la margen derecha descargando a un pozo preexcavado para disipación de energía; dos túneles de desvío por la margen derecha que luego servirían como descarga de fondo; central subterránea en el contrafuerte izquierdo localizada cerca al eje de la presa; almenara de aguas abajo y cuatro túneles de fuga que operan normalmente en condiciones de flujo libre.

Alternativa 2. Presa de enrocado con núcleo central, localizada en el eje de aguas abajo (Véase Figura VIII-2); vertedero abierto sobre la margen derecha descargando a un pozo preexcavado para disipación de energía; dos túneles de desvío por la margen derecha que luego servirían como descarga de fondo; central subterránea en el contrafuerte derecho localizada cerca al eje de la presa; almenara de aguas abajo y cuatro túneles de fuga que descargan aguas abajo de la desembocadura del río Ituango.

La razón fundamental para el planteamiento de la Alternativa 1 fue la existencia de la quebrada Tenche que confluye al río Cauca sobre la margen derecha, donde se observan exposiciones de roca de aparentemente buena calidad y muy estables y que constituye una localización aceptable para la entrada del vertedero. Por otro lado, la quebrada Sucre que desemboca al río Cauca sobre la margen izquierda al frente de la quebrada Tenche, facilitaría la ubicación de las estructuras de captación. La Alternativa 2 se consideró por las ventajas que presentaba la curva del río Cauca aguas abajo de la desembocadura del río Ituango, para la descarga del vertedero y de los túneles de salida de la casa de máquinas.

Entre estas dos alternativas básicas resultó más conveniente la Alternativa 2 por las siguientes razones:



Interconexión Eléctrica S.A.

INTEGRAL LTDA.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE ITUANGO

PLANTA GENERAL

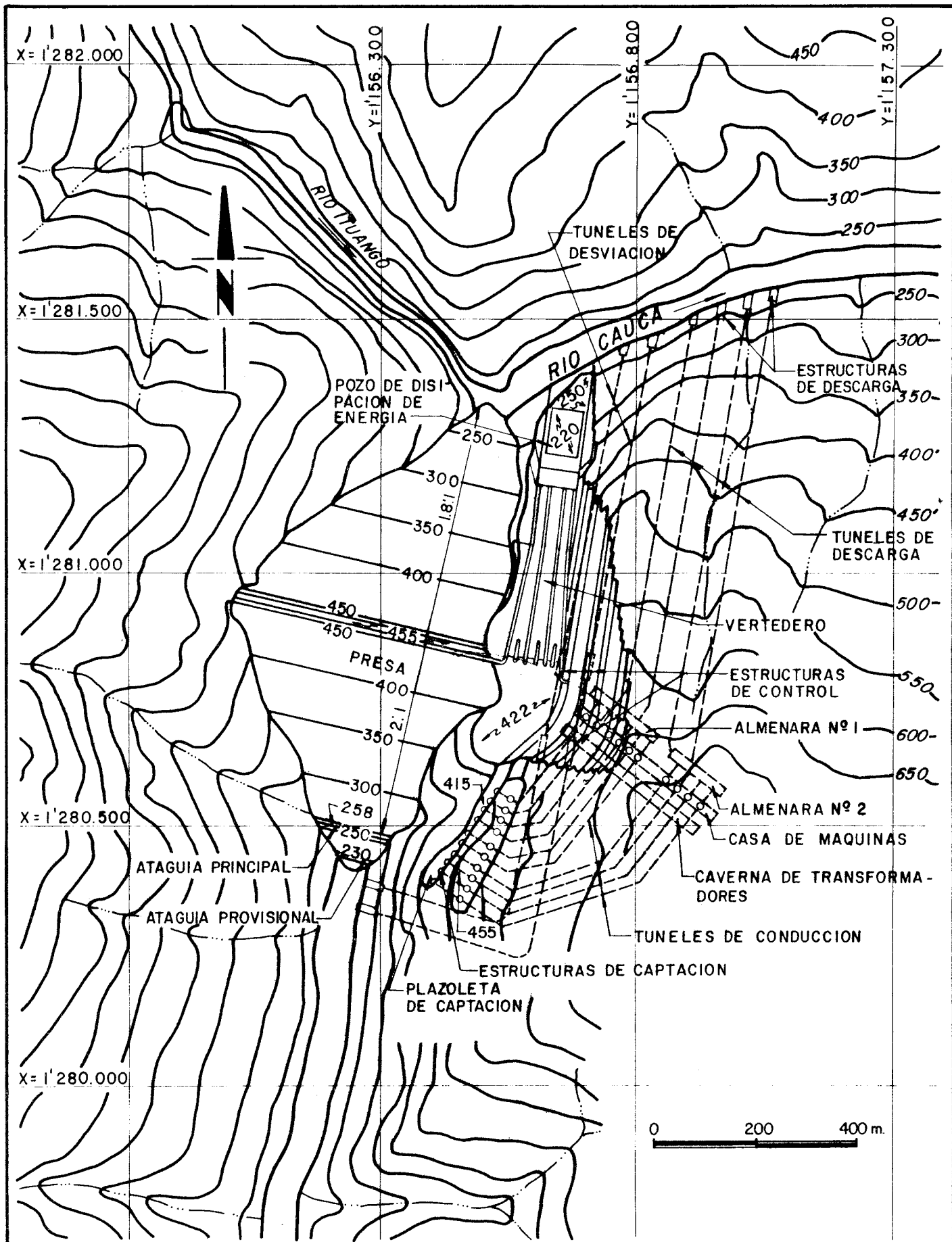
ALTERNATIVA I

ESCALA:
GRAFICA

FECHA:
SEPTIEMBRE/81

FIGURA N°

VIII - 1



Interconexión Eléctrica S.A.

INTEGRAL LTDA.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE ITUANGO

PLANTA GENERAL
ALTERNATIVA 2

ESCALA :
GRAFICA

FECHA :
SEPTIEMBRE / 81

FIGURA Nº 2

VIII - 2

1. Su costo es más favorable que el de la Alternativa 1, del orden del 70/o, tal como se determinó para el Informe Intermedio Complementario de Factibilidad de febrero de 1981.

2. Las alternativas no tienen diferencias fundamentales con respecto a la presa, túneles de desvío, obras de desfogue, captaciones, cavernas y la mayor parte de las obras complementarias.

3. La altura de los cortes requeridos para un vertedero abierto en la Alternativa 1 sería excesiva; en efecto alcanzaría más de 300m. en una extensión significativa. Por otro lado, los cortes se harían parcialmente a través de la zona de falla identificada por encima de la cota 600 aproximadamente y de formaciones excesivamente fracturadas. Además, el volumen de excavación del vertedero en la Alternativa 1 es superior al correspondiente para la Alternativa 2.

4. Para la disipación de energía en el vertedero de la Alternativa 1 se requieren dos pozos en serie con el objeto de evitar cortes en roca excesivamente altos y entre tales pozos el flujo debe variar de dirección para llegar al río Cauca. En cambio, la disposición de la salida del vertedero en el caso de la Alternativa 2 es más simple, con un solo pozo y descargando directamente al río Cauca.

5. Aunque podría considerarse la posibilidad de utilizar túneles vertedero para esta alternativa, teniendo en cuenta la dificultad de construcción del vertedero a cielo abierto, la solución tendría los siguientes problemas:

a. La topografía de la margen derecha solamente permitiría la construcción de túneles relativamente largos que desembocaran en el río Cauca en la curva aguas abajo de la confluencia del Ituango, o alternatively sería necesario utilizar túneles vertedero con dos pozos en serie para disipación de energía a la salida, en forma similar al vertedero abierto, para evitar la excavación de taludes muy altos en roca. Entre los dos pozos quedaría un bloque de roca in situ cuya estabilidad sería muy precaria cuando estuvieran operando los vertederos y su falla ocasionaría un serio bloqueo en el canal del río con el consiguiente perjuicio en la operación de la central.

b. Para poder disponer los cinco o seis túneles vertedero previstos, sería necesario acercarse demasiado a la zona de falla de Santa Rita Oeste para el o los túneles situados más al este, donde podrían anticiparse condiciones geotécnicas desfavorables del macizo rocoso.

6. La capacidad instalada en el caso de la Alternativa 2 puede incrementarse en

unos 70 MW en relación con la Alternativa 1, al aprovechar un salto adicional de 3.5 m aproximadamente.

7. La calidad general de la masa rocosa en el contrafuerte derecho en el caso de la Alternativa 1 es inferior a la correspondiente de la Alternativa 2, tal como puede deducirse de los levantamientos de superficie y de las perforaciones.

De acuerdo con las consideraciones anteriores se decidió intensificar las exploraciones, diseños preliminares y análisis en el sitio de la Alternativa 2.

C. ALTERNATIVAS EN EL EJE DE AGUAS ABAJO

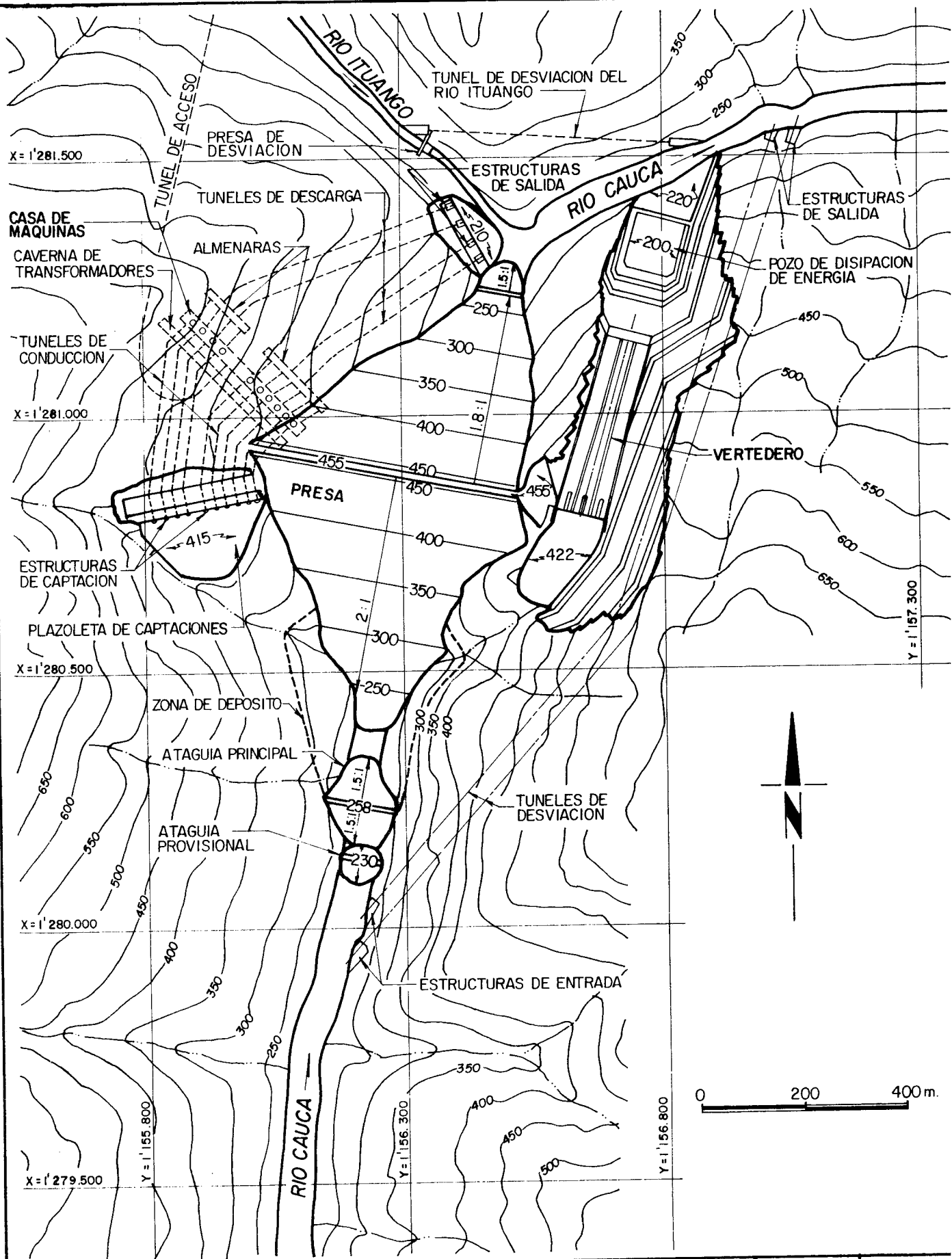
Una vez determinada la conveniencia de la presa en el sitio de aguas abajo, se consideraron dos variaciones de la Alternativa 2, denominadas Alternativa 2A y Alternativa 2B que se describen así:

Alternativa 2A. Casa de máquinas localizada en el contrafuerte izquierdo, túneles de descarga con salida en la confluencia del río Ituango al Cauca; vertedero en canal abierto excavado sobre la margen derecha con descarga a un pozo preexcavado para disipación de energía. Esta alternativa podría modificarse posteriormente para utilizar túneles vertedero en lugar del vertedero abierto, si esto se encuentra más conveniente (Véase Figura VIII-3).

Alternativa 2B. Casa de máquinas en el contrafuerte derecho; túneles de descarga con salida aguas abajo de la confluencia del río Ituango; seis túneles vertedero por el contrafuerte izquierdo que descargan a un pozo para disipación de energía preexcavado sobre la margen derecha del río Ituango; ampliación del canal del río Ituango hasta su confluencia con el Cauca. (Véase Figura VIII-4).

La Alternativa 2A es una modificación de la Alternativa 2 considerada en la fase inicial del estudio, que conserva el vertedero abierto sobre la margen derecha, pero se traslada la central a la margen izquierda, con lo cual, además de aprovechar las buenas características que parece tener el correspondiente macizo rocoso, se evita la concentración excesiva de las obras en un solo lado del río. Esta modificación es viable por cuanto se puede ampliar el tramo final del canal del río Ituango cerca a su desembocadura, para facilitar la ubicación de las salidas de los túneles de descarga de la central, mediante la desviación del río Ituango por un túnel que saldría aguas abajo de la confluencia actual. Por otra parte, la central en el contrafuerte izquierdo aprovecha la ventaja de la ubicación de las captaciones en la depresión de la quebrada Vámonos a más que la presencia del escarpe de roca descrito en el Capítulo de Geología disminuye la inestabilidad de los cortes requeridos.

La consideración de la Alternativa 2B, surgió de las investigaciones geotécnicas en el contrafuerte izquierdo que mostraron las buenas características de la masa rocosa, por lo



Interconexión Eléctrica S. A.

INTEGRAL LTDA.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE ITUANGO

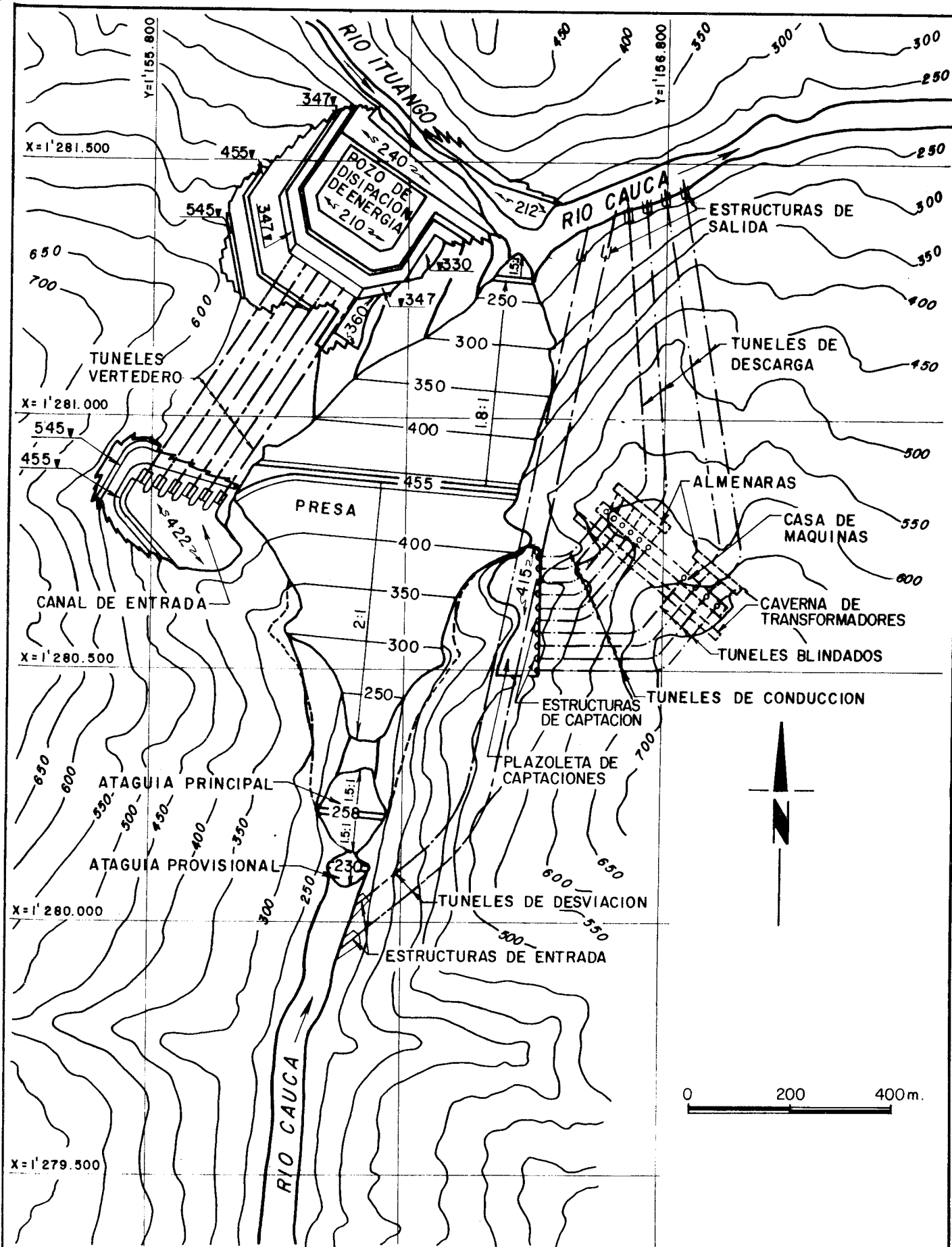
ALTERNATIVA 2A
PLANTA GENERAL

ESCALA :
GRAFICA

FECHA :
SEPTIEMBRE /81

FIGURA N°

VIII - 3



Interconexión Eléctrica S.A.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE ITUANGO

ESCALA: GRAFICA

FIGURA Nº

INTEGRAL LTDA.

ALTERNATIVA 2B
PLANTA GENERAL

FECHA:
SEPTIEMBRE 1981

VIII - 4

que se consideró factible la solución de túneles vertedero a través de dicho contrafuerte, combinada con la central subterránea en el bloque rocoso que presenta mejores características en el contrafuerte derecho. Es indudable que la orientación de los túneles vertedero en el contrafuerte izquierdo, aproximadamente N 30°E, es conveniente de acuerdo con la dirección predominante de la foliación y de las diaclasas en la masa rocosa. Por otra parte la calidad de la roca observada en las perforaciones SI-12, 13A, 16, y 17 es aceptable para la construcción de estas estructuras. Para la entrada de los túneles vertedero también se aprovecharían las condiciones topográficas favorables en la depresión de la cañada Vámonos, además los cortes en la entrada no serían muy altos y resultarían estables por su proximidad al escarpe rocoso. La central podría ubicarse en el bloque de roca de mejores características en el contrafuerte derecho limitado por las perforaciones SI-1B, 2, 5, 7 y 8 que también se ha confirmado mediante la excavación de la galería exploratoria 2.

Con base en las exploraciones y estudios de campo y en los diseños y evaluaciones preliminares de las Alternativas 2A y 2B, se encontró más conveniente la primera, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. No hay una diferencia significativa de costos en favor de una u otra. Sin embargo, la Alternativa 2A aparece un poco más favorable (del orden del 4^o/o) tal como se determinó en el Informe Intermedio Complementario de febrero de 1981.

2. Una consideración fundamental para los diseños en el caso del Proyecto de Ituango es la posibilidad de que en un futuro se construya una segunda central con el objeto de aumentar substancialmente la capacidad instalada del Proyecto. Esta posibilidad resulta más factible si se dispone la primera central en el lado izquierdo del río y el vertedero en el lado derecho, con lo cual la segunda central podría localizarse en el contrafuerte derecho, aprovechando el canal de entrada al vertedero para ubicar las captaciones y con los túneles de descarga de la central saliendo aguas abajo del vertedero. Si se adoptara la Alternativa 2B, la localización de una segunda central en el contrafuerte izquierdo implicaría interferencias significativas entre los túneles de fuga de la central y la descarga de los vertederos en túnel en la confluencia del río Ituango. Por otra parte ampliar la central en el contrafuerte derecho implicaría que las cavernas se excaven a través de formaciones de menor calidad, teniendo en cuenta que se acercarían a la falla de Santa Rita Oeste, a más de las muchas interferencias, inconvenientes y problemas que conlleva la ampliación de una central subterránea en operación.

3. En el caso de la Alternativa 2A los túneles de desviación por el contrafuerte derecho pueden orientarse convenientemente desde el punto de vista geotécnico. Además, por salir los túneles de desviación aguas abajo del vertedero es posible aislar las zonas del pozo de disipación de energía y de las estructuras de descarga de la central mediante una desviación relativamente sencilla del río Ituango por un túnel, lo cual representa importantes ventajas constructivas, por cuanto se facilitan los trabajos y se crean áreas adicionales para las instalaciones de los contratistas. En el caso de la Alternativa 2B, los túneles de

desviación habría que orientarlos prácticamente en sentido sur-norte para no interferir con la central, orientación ésta que no es conveniente dadas las características predominantes de la foliación en el macizo rocoso del contrafuerte derecho.

4. La disposición de las estructuras de captación, túneles y pozos de presión en relación con la casa de máquinas resulta más simple en el caso de la Alternativa 2A.

5. Las longitudes de las conducciones de presión y túneles de descarga y la magnitud de las almeras de aguas abajo son más reducidas en la Alternativa 2A que en la 2B.

D. MODIFICACIONES A LA ALTERNATIVA 2A

Se encontró conveniente introducir algunas modificaciones a la Alternativa 2A para fines del diseño del Proyecto presentado en este informe, teniendo en cuenta principalmente las investigaciones geotécnicas más recientes, que mostraron los siguientes puntos fundamentales:

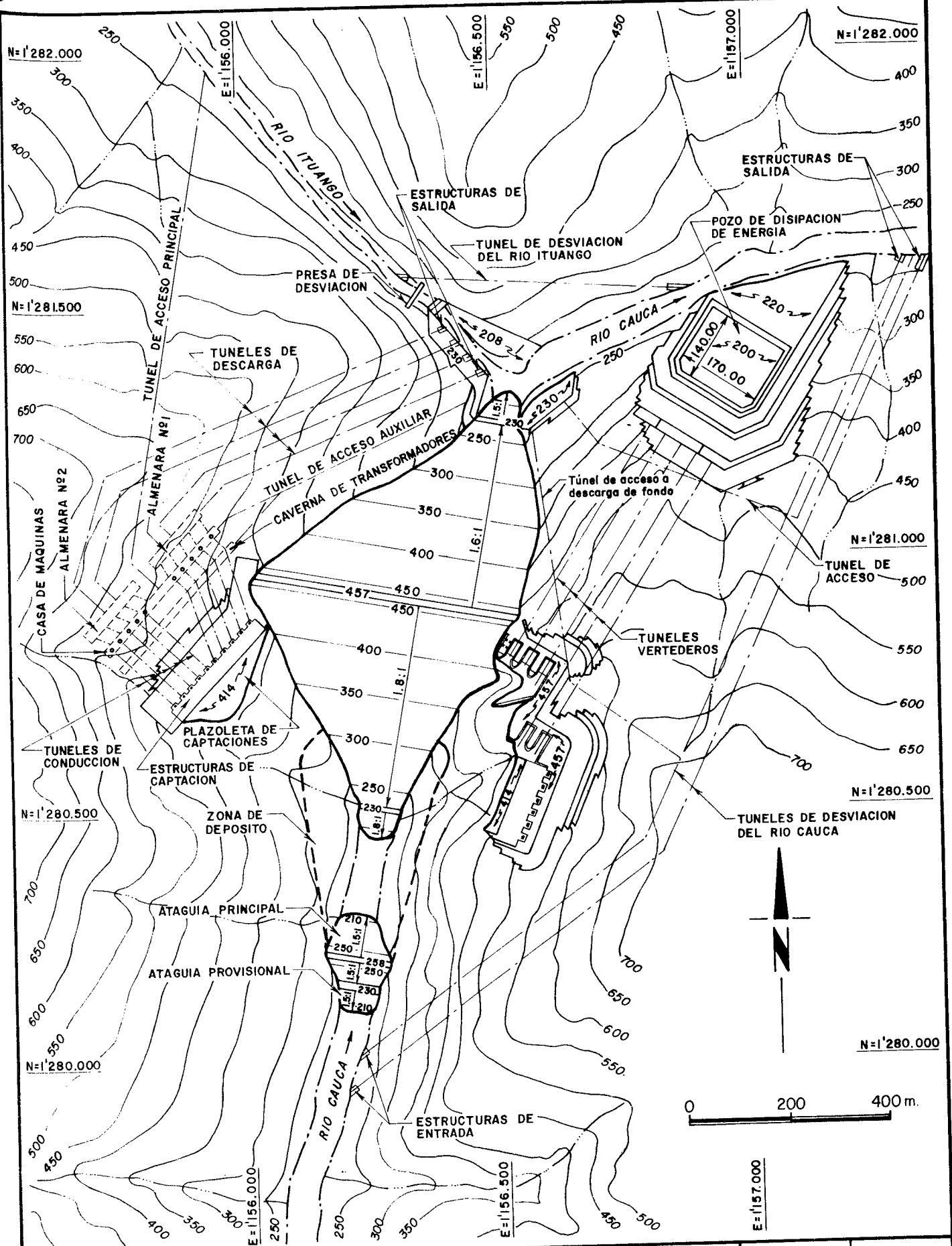
1. Las perforaciones SI - 1, 1B, 3, 4, 5, 9 y 10 y las exploraciones de geología de superficie permitieron delimitar mejor la zona de falla que se encuentra por encima de la cota 580 aproximadamente. Las excavaciones abiertas a través de esa extensa zona de falla indudablemente tendrían serios problemas de estabilidad.

2. Los resultados de las perforaciones SI - 1B, 2, 5, 7, 8, 18 y 19 y las galerías exploratorias 2 y 3 en ejecución, han permitido confirmar la buena calidad del macizo rocoso del contrafuerte derecho y comprobar la orientación predominante de los planos de foliación y diaclasas en ese bloque.

3. Las perforaciones SI - 12, 13A, 15 y 16 y la galería exploratoria 1 han confirmado la orientación de la foliación y sistemas de diaclasas en el contrafuerte izquierdo.

Las modificaciones más significativas que se hicieron a la Alternativa 2A fueron las siguientes (Véase Figura VIII-5):

1. Utilización de vertederos en túnel en vez del vertedero abierto, porque este último tendría taludes muy altos (más de 200 m) que en su parte superior quedarían parcialmente dentro de una gruesa zona de falla, que aflora entre las cotas 580 y 680, aproximadamente. De ahí que sería muy difícil estabilizar los taludes, tanto durante construcción como en la etapa de operación del Proyecto. Además, en dicha zona se presentan deslizamientos antiguos y depósitos de talud excesivamente inestables. En consecuencia, resultan preferibles los vertederos en túnel con excavaciones superficiales de la mínima extensión posible a la entrada y dentro de la roca de buena calidad. Los vertederos en túnel tendrían las siguientes características fundamentales:



a. Serían cinco túneles con el objeto de limitar el diámetro y utilizar una sola compuerta de entrada, lo cual evitará excavaciones subterráneas demasiado amplias en la formación rocosa del contrafuerte derecho, que podrían resultar difíciles de soportar. El hecho de tener un mayor número de túneles también es una garantía en caso de falla parcial o total de uno o algunos de ellos.

b. Los túneles tendrán una caída inicial de unos 60 m, suficiente para acelerar el flujo hasta alcanzar una velocidad alta con el fin de disminuir el diámetro de los túneles, pero sin exceder unos 35 a 37 m/s, velocidad ésta que en el momento actual se considera la máxima deseable para controlar el fenómeno de cavitación. De este punto en adelante, el túnel continuará con una pendiente baja (30/o aproximadamente), suficiente para mantener la velocidad mencionada. La pendiente del tramo inicial será de unos 30 a 35° y se diseñarán transiciones amplias, tanto en sentido horizontal como vertical.

c. Se utilizarán varias ranuras para aireación con el objeto de prevenir la cavitación.

d. El tamaño de los túneles será suficiente para mantener un borde libre amplio sobre el flujo de diseño a fin de acomodar las ondas superficiales e irregularidades del agua y el aumento de espesor de la corriente por la aireación lograda con las ranuras anticavitación.

2. La disminución sustancial de las excavaciones a cielo abierto requeridas en el vertedero evitará interferencias en el programa de construcción. En este caso la fuente principal de roca para la presa será el pozo de disipación de energía del vertedero, que se excavará a medida que se requiera para suplir las necesidades de material para el lleno.

3. Se orienta la casa de máquinas en sentido aproximado N 45°E paralela a las estructuras de captación lo cual tiene las siguientes ventajas:

a. Se disminuyen las excavaciones superficiales requeridas para las captaciones.

b. Se acortan los túneles y pozos de presión y se hacen sensiblemente iguales sus longitudes con lo cual se facilita la disposición de las obras y la operación y regulación de la central.

4. Se orientan los túneles de desvío en la mejor forma de acuerdo con la foliación y diaclasamiento de la masa rocosa. Además, esta orientación facilita la ubicación de una futura central en el contrafuerte derecho, la cual utilizará dichos túneles como túneles de descarga.

PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

Factibilidad Enero 1999

4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

4.1 GENERALIDADES

Frente al nuevo régimen implantado por el Gobierno, mediante la Ley 143 de 1994, para la electricidad en el territorio nacional, y a las expectativas de los inversionistas privados de participar en nuevos proyectos de generación, se hace necesario que, además de los requerimientos propios de los proyectos y las condiciones del sector eléctrico, se de consideración a su viabilidad como alternativa atractiva de inversión de capitales, dentro de niveles razonables de riesgo e incertidumbre. Por esto, es esencial establecer escenarios de alternativas para la selección de las características dimensionales de los proyectos que permitan satisfacer estas condiciones.

En el caso del Proyecto Hidroeléctrico Pescadero - Ituango, la inclusión de dichas condiciones lleva a la necesidad de considerar principios, elementos de análisis, criterios de selección y métodos de evaluación adicionales a los utilizados en los estudios de factibilidad. En estos últimos, los criterios bajo los cuales fueron definidos los parámetros de diseño del proyecto consultaban las necesidades de un sector eléctrico centralizado, en el que no se preveía su apertura a las fuerzas de un mercado abierto en el cual el sector privado fuera el responsable de su desarrollo y sostenimiento, naturalmente bajo un marco regulatorio definido.

De otro lado, la posibilidad de revisar y actualizar los criterios bajo los cuales se definieron las características dimensionales, energéticas y económicas del proyecto concebido en los estudios de factibilidad, permite así mismo profundizar en el estudio de las condiciones físicas en las que se implantará, tratando de disminuir con esto la incertidumbre asociada a los aspectos técnicos del mismo, referidos a las características geológicas, geotécnicas, sísmicas, e hidrológicas, como elementos fundamentales en el proceso de selección de las dimensiones y aspectos físicos del proyecto y, al mismo tiempo, tener en cuenta la evolución tecnológica en las obras y equipos.

4.2 CRITERIOS FUNDAMENTALES

A partir de los principios generales antes descritos, para establecer distintos escenarios alternativos de desarrollo del proyecto, se examinaron y definieron los elementos que se consideran fundamentales para determinar las características del mismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se definen como variables fundamentales en el proceso de decisión del proyecto la altura de la presa y la capacidad instalada, entendiéndose que estos parámetros permiten determinar las características de diseño para otras partes y componentes del proyecto. Debe destacarse, sin embargo, que con base en tales parámetros se dispone aún de muchas posibles alternativas, por lo cual se requiere establecer una metodología que permita cubrir el universo de alternativas factible, pero con el mínimo riesgo de descartar posibles combinaciones dimensionales técnicamente factibles y, al mismo tiempo, reducir razonablemente el número de alternativas evaluadas.

A continuación se describen brevemente las componentes consideradas como elementos claves en el proceso de selección de las alternativas.

4.2.1 ALTURA DE LA PRESA

En relación con la altura, desde los más antiguos reconocimientos e investigaciones sobre el proyecto, ésta ha estado limitada por condicionantes relativos a la inundación de tierras de un alto costo y de poblaciones importantes, así como de obras de un significativo valor histórico como es el caso del Puente de Occidente. Por lo tanto, y así como en el estudio de factibilidad se consideró que la máxima altura posible de la presa era 247 m, se adoptó éste como el punto de máxima altura de presa y a partir de éste se decidió analizar otros tres puntos adicionales de altura de presa, del tal manera que fuera posible establecer, con un buen grado de definición, la curva de costos de las obras, que permita, a su vez, seleccionar razonablemente el esquema más adecuado y conveniente para el proyecto.

Fijada la altura máxima, se decidió que el punto de mínima debía ser del orden de la mitad, puesto que por tratarse de una central de baja caída cuyo salto es proporcionado por la altura de la presa, no parecía conveniente disminuir excesivamente esta altura pues significaba la pérdida de una parte sustancial del potencial hidroeléctrico del sitio. De aquí que se escogió 150 m como altura mínima, valor que, además, corresponde aproximadamente a la presa más pequeña considerada en las investigaciones iniciales del sitio. Con base en estos puntos de máxima y mínima se seleccionaron dos alturas intermedias, a saber 180 m y 210 m de altura.

4.2.2 CAPACIDADES INSTALADAS

Con relación a este parámetro de diseño se tomó como referencia el esquema del proyecto correspondiente a los diseños para factibilidad de 1981, en el cual cada unidad de generación se abastece por un túnel, de manera que en cada una de las dos almenaras de aguas abajo descargan cinco unidades de generación, desde donde el agua procesada es regresada al río a través de dos túneles; de esta forma el proyecto definido en 1981 consideraba diez unidades de generación, dos almenaras de aguas abajo y cuatro túneles de descarga.

A partir de esta concepción del proyecto, para el análisis de alternativas se adoptó como criterio fundamental el esquema de configuración básica considerado en la factibilidad de 1981, introduciendo los ajustes necesarios para tener en cuenta el efecto de la altura de la presa, referenciando la modulación de las capacidades instaladas al número de unidades y al caudal de diseño resultante, procurando que para cada alternativa de altura se conformen alternativas de caudales de diseño similares, quedando determinada la capacidad instalada por el salto asociado a cada altura y a las características adoptadas para los equipos de generación.

4.2.3 MODULACIÓN DE LAS CAPACIDADES

Debido a que la determinación del módulo de dimensionamiento de la capacidad instalada está definida por la capacidad de turbinación de cada unidad de generación, cuyas potencias están a su vez fijadas por el salto neto bajo el que operarían en condiciones de plena carga y por sus características de diseño (eficiencias), se llevó a cabo una optimización de los tamaños de las unidades de generación que pueden utilizarse para cada una de las alternativas de altura de la presa. Por sus características, esta optimización conduce a la determinación de los equipos de mayor tamaño que podrían implantarse, debido a que en los equipos de generación se consiguen unas significativas reducciones en los costos de inversión en función inversa con su capacidad (economías de escala).

4.3 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS

4.3.1 PRESA

En relación con la presa, y teniendo presente el objetivo de optimizar el proyecto con base en las consideraciones descritas atrás, se efectuó un análisis de las posibles alternativas de presa que se podían plantear en el sitio, dadas las características topográficas, geológicas y geotécnicas del mismo. Luego de este análisis se concluyó que se debían analizar presas del tipo de concreto compactado con rodillo (CCR) de bajo contenido de pasta, en razón de que las condiciones del sitio permiten plantear una solución de presa de esta naturaleza, la cual resulta conveniente estudiar hasta cierta altura que estaría limitada, para este caso, por otros aspectos como el diseño del vertedero. Para alturas mayores a dicho límite, este tipo de presa se compara con presas de roca con núcleo impermeable, igual a la planteada en el estudio de factibilidad en 1982.

En el capítulo 9 se indican y describen los criterios y características de los distintos tipos de presa considerados en el estudio.

4.3.2 CAPACIDADES INSTALADAS

De acuerdo con las características básicas seleccionadas del módulo de dimensionamiento asociado a cada altura de la presa, se definieron los caudales de diseño y el número de unidades de generación; además, se trató de que los caudales de diseño de la central fueran similares entre las diferentes alternativas de altura de presa, de forma que se simplifiquen los predimensionamientos de las obras civiles asociadas.

Siguiendo estos conceptos se adoptó para esta parte de los estudios una eficiencia de 0,94 para las turbinas, 0,985 para los generadores y 0,995 para los transformadores, de manera que con los caudales de diseño de las unidades, alturas de presa (salto) y la modulación empleada, se obtienen las alternativas presentadas en la Tabla 4.1, las cuales constituyen las alternativas de análisis, que se desarrollan en el capítulo 5. En esta tabla también se presenta el sistema de identificación adoptado para cada alternativa, consistente en el número de orden, según la altura de la presa, seguido del número de unidades (módulos) requeridos para el caudal de diseño considerado.

Tabla 4.1 Conformación e identificación de las alternativas del proyecto analizadas

Alternativa de presa Altura (m)/Tipo	Número de Unidades de Generación	Identificación de la alternativa	Caudal de diseño del proyecto (m ³ /s)	Capacidad instalada (MW)
247 Enrocado	5	1.5	900	1825
	8	1.8	1440	2920
	10	1.10	1800	3650
	12	1.12	2160	4375
210 Enrocado	5	2.5	1080	1830
	7	2.7	1512	2560
	8	2.8	1726	2930
	10	2.10	2160	3660
180 CCR	4	3.4	960	1400
	5	3.5	1200	1750
	7	3.7	1680	2450
	9	3.9	2160	3150
150 CCR	4	4.4	1080	1280
	5	4.5	1350	1600
	6	4.6	1620	1920
	8	4.8	2160	2560

CONTENIDO

4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	1
4.1 GENERALIDADES	1
4.2 CRITERIOS FUNDAMENTALES	1
4.2.1 ALTURA DE LA PRESA	2
4.2.2 CAPACIDADES INSTALADAS	2
4.2.3 MODULACIÓN DE LAS CAPACIDADES	3
4.3 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS	3
4.3.1 PRESA	3
4.3.2 CAPACIDADES INSTALADAS	4

PROYECTO HIDROELÉCTRICO ITUANGO

Factibilidad Mayo 1999

3. ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

3.1 GENERALIDADES

En este capítulo se describen los análisis realizados para la evaluación y comparación de las alternativas consideradas en el estudio de actualización de la factibilidad del proyecto Pescadero - Ituango, y que fueron objeto del informe Análisis de Alternativas, sometido a la SOCIEDAD PROMOTORA en febrero de 1999, con el fin determinar aquella que mejor satisfaga los criterios considerados en el proceso de selección. Luego de una descripción de las alternativas consideradas y del entorno general del mercado energético en el que se desempeñaría el proyecto, se presentan los criterios de evaluación empleados en el análisis, los resultados obtenidos y las características de la alternativa que se considera mas ajustada a los objetivos establecidos.

3.2 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

La concepción del Proyecto Hidroeléctrico Pescadero - Ituango dentro de un mercado abierto de energía en el cual el sector privado es el responsable de su desarrollo, lleva a la necesidad de considerar principios, elementos de análisis, criterios de selección y métodos de evaluación adicionales a los utilizados en los estudios de factibilidad. De otro lado, la posibilidad de revisar y actualizar los criterios permite tener en cuenta la evolución tecnológica en las obras y equipos. Con base en las anteriores consideraciones, se definen como variables fundamentales en el proceso de decisión del proyecto la altura de la presa y la capacidad instalada. En relación con la altura de la presa, se estableció que la máxima altura posible es 247 m, y la mínima de 150 m; con base en estos puntos se seleccionaron dos alturas intermedias, a saber 180 m y 210 m de altura. Para la modulación de la capacidad instalada se llevó a cabo una optimización de los tamaños de las unidades de generación para cada una de las alternativas de altura de la presa. A partir de los principios generales antes descritos, en la Tabla 3.1 se presentan las alternativas consideradas en el análisis.

3.3 CONDICIONES DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Inicialmente, durante la promoción del Proyecto Hidroeléctrico Pescadero - Ituango, se consideró la exportación de su producción de energía a otros países Latinoamericanos (en un principio a México y Centroamérica). Sin embargo, el estado en que se encuentran los

proyectos de interconexión con otros países, la baja demanda de energía en Centroamérica y el hecho de que estos mercados no serían exclusivos del Proyecto, llevan a la conveniencia de plantear la comercialización de la producción del Proyecto en un contexto más amplio, en el cual se encuentran tanto dichos mercados latinoamericanos como el mismo mercado colombiano. En estas condiciones, las evaluaciones realizadas suponen que la energía del proyecto será entregada al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y comercializada en forma libre tanto en el mercado nacional como internacional a través del MEM.

De acuerdo con la versión preliminar de diciembre de 1998 del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 1998-2010, preparado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la demanda bruta de energía eléctrica para el año 2010 es de 75 513 GWh para el escenario medio. Los estimativos de la producción media de las diferentes alternativas del Proyecto Pescadero - Ituango varían entre los 8 605 GWh/año (presa de 150 m y 1 280 MW de capacidad) y 17405 GWh/año (presa de 247 m y 4375 MW de capacidad); esto significa que para el escenario medio del año 2010, la producción del Proyecto estaría entre el 11,4% y el 23,0% de dicha demanda, valores que, por supuesto, decrecen en el tiempo con el incremento de la demanda. Así, y considerando que el Proyecto Hidroeléctrico Pescadero - Ituango operaría hacia el año 2010, se aprecia que el problema del tamaño del mercado será cada vez menos significativo en la capacidad de colocación de la producción del Proyecto, siendo más relevantes las condiciones de competitividad frente a otros proyectos.

3.3.1 Características económicas del plan de expansión de referencia

En la citada versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia 1 998 - 2 010, el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) para el período 2 004 - 2 010 presenta valores entre US\$ 40,25/MWh y US\$ 46,69/MWh, dependiendo de la estrategia de expansión considerada, con un promedio global de US\$ 44,34/MWh. Desde el punto de vista económico debe tenerse en cuenta que en la estimación del CIPLP se incluyen los requerimientos de inversión de la expansión (costos de capital CIF en la planta), los costos de administración, operación y mantenimiento, costos de combustibles, y los cargos de operación (ambiental o Ley 99 de 1993, industria y comercio y predial); no se incluyen el uso del STN, el impuesto de renta y otros rubros y, además, se emplea una tasa real de descuento del 10% anual.

Por otra parte, el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) para el período 1 998 - 2 003 (horizonte de corto plazo), muestra un promedio de US\$ 27,54/MWh para las cuatro estrategias de expansión empleadas. El cálculo del CMCP está basado sólo en los costos de los combustibles (suministro y transporte) y en los costos variables de administración, operación y mantenimiento, valores a los cuales se les adiciona el Costo Equivalente en Energía (CEE) correspondiente al recaudo del cargo por capacidad. Debe anotarse no obstante, que en otros trabajos en los que INTEGRAL ha participado y en los que se ha

evaluado el comportamiento del CMCP entre los años 2008 y 2010, utilizando el modelo MPODE, muestran que éstos tienden a valores que, incluyendo el CEE, varían entre 33 y 34 US\$/MWh.

Debido a que la viabilidad financiera de la expansión del sector eléctrico estará determinada por la existencia de precios de energía en el MEM que permitan atender las estructuras de costo de los inversionistas en nuevos proyectos (operación, mantenimiento, administración, uso STN, cargos de ley, comercialización, impuesto de renta, etc.) y remunerar sus inversiones, se requerirá, al menos en teoría, que los precios de la energía (contratos y bolsa) sean, en promedio, superiores al CIPLP, lo cual obviamente no está ocurriendo en la actualidad debido a las condiciones conceptuales que han venido afectando al MEM, y que se espera sean corregidas para poder garantizar la participación de los inversionistas privados en el Plan de Expansión.

3.3.2 Precios de referencia de energía para el análisis de las alternativas

Teniendo en cuenta los planteamientos anteriores, para los propósitos de estos estudios se considera razonable utilizar como referencia del comportamiento esperado de los precios de la energía representativos del MEM para cuando entre en operación comercial el Proyecto (hacia el año 2010), los valores correspondientes al CIPLP y su relación con el comportamiento del CMCP presentados en el Plan de Expansión de Referencia 1998 - 2010.

De esta manera, y pese a que tales costos no incluyen todos los rubros que conforman la estructura de costos de un proyecto de generación, ni son calculados con una tasa de descuento que responda a los costos de oportunidad de la mayoría de los inversionistas privados, para efectos de valorar los ingresos operacionales representativos de las diferentes alternativas del Proyecto, se adopta como precio de referencia de la energía media anual un valor de US\$35/MWh, el cual se asume como promedio anual para varias composiciones estacionales, de acuerdo con los siguientes criterios:

- El precio de la energía durante el verano no excede de US\$ 45/MWh, sin ser inferior al precio medio del invierno.
- El precio de la energía de invierno se calcula de manera que ponderándolo con el precio de verano se obtenga el precio de referencia de la energía media anual (US\$35/MWh).

Con el criterio anterior, la valoración de la energía puede obtenerse mediante numerosas combinaciones de precios para verano e invierno, pudiéndose de esta manera explorar el comportamiento de los indicadores del Proyecto que se basan en los ingresos operacionales para diferentes escenarios de precios de la energía. Con este procedimiento se analizan desde precios iguales para verano e invierno (US\$ 35/MWh en este caso), hasta valores tan diferentes como US\$ 45/MWh para verano y US\$ 28/MWh para invierno.

3.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

3.4.1 Planteamiento general

Para la evaluación de las alternativas se definieron cuatro criterios u objetivos, los cuales, mediante la utilización de técnicas de análisis multiobjetivo son incorporados en el estudio de una manera explícita y simultánea, de tal manera que sea posible seleccionar aquella alternativa que permita satisfacer de forma integral y apropiada los intereses representados a través de dichos objetivos, y según el nivel de importancia (ponderación) adoptado para los mismos. Estos objetivos son:

- Objetivo económico
- Objetivo ambiental
- Objetivo de desarrollo regional
- Objetivo tecnológico

3.4.2 Métodos de análisis multiobjetivo (Referencia 3.1)

- **Método de las Funciones de Valor Multiatributo (MFVM).** Consiste en la búsqueda de la alternativa que posea la mayor calificación o valor multiobjetivo, el cual a su vez corresponde a la suma ponderada de los valores obtenidos en los diferentes objetivos. Con el fin de analizar la sensibilidad de los valores multiobjetivo de las alternativas y la robustez de la alternativa óptima con respecto a las ponderaciones de los objetivos, se definieron varios arreglos de factores de ponderación de los cuatro objetivos, con base en las siguientes consideraciones:
 - Al objetivo de eficiencia económica le corresponde siempre el mayor factor de ponderación, dicho factor se varió entre 0,9 y 0,6.
 - El complemento de la ponderación (1,0 menos el factor de ponderación del objetivo de eficiencia económica) se redistribuyó entre los demás objetivos con un 50 % al objetivo ambiental y 25% para cada uno de los otros dos objetivos.
- **Método de la Programación de Compromiso (PC).** En el método de la Programación de Compromiso se formula una alternativa ideal, generalmente inalcanzable, que posea en todos los objetivos los máximos logros alcanzables, y se trata de encontrar la alternativa factible que minimice la distancia ponderada a la solución ideal. En el análisis de sensibilidad de la solución óptima se utilizaron los mismos arreglos de ponderación de los objetivos del método de las Funciones de Valor Multiatributo.

3.4.3 Objetivo económico

Con base en los presupuestos, flujos de desembolsos y resultados de las simulaciones energéticas, se obtienen diferentes indicadores económicos para cada una de las alternativas, tales como la relación beneficio/costo, el costo unitario de generación, el costo unitario de instalación y el valor presente de los beneficios netos, adoptando para ello una tasa real de descuento del 10 %, en términos de moneda constante (tasa real de descuento).

Dado que la optimización de indicadores como el costo unitario de generación y la relación beneficio costo maximizan la rentabilidad de la inversión, mientras que la optimización del valor presente de los beneficios netos maximiza el aprovechamiento del recurso natural, los parámetros óptimos del proyecto pueden localizarse en regiones muy diferentes; por esta razón, en este estudio se decidió realizar análisis paralelos que consideran ambos tipos de criterios como indicadores del logro del objetivo económico.

En el cálculo de los índices económicos se utilizan los siguientes parámetros:

- **Tipo de moneda:** Dólares constantes de los Estados Unidos de América.
- **Tasa de cambio:** \$ 1 530 /dólar.
- **Período de análisis:**
 - Preoperativo: De acuerdo con los flujos de desembolsos de cada alternativa
 - Operativo de referencia en la evaluación: 50 años.
- **Costo anual de administración, operación y mantenimiento:** US\$ 7,2 /kW-año, que corresponde al empleado en el Plan de Expansión de Referencia.
- **Uso del STN:** Se utiliza el cargo a generadores de la Zona 3C hidráulica establecido en la Resolución CREG-126 de 1998 (\$25 165,35/kW-año a precios de junio de 1998, escalada a diciembre de 1 998).
- **Transferencias del Sector Eléctrico (Ley 99 de 1 993 o Ley del Medio Ambiente):** Equivale al 6 % de la energía liquidada a \$28,65/kWh.
- **Costo equivalente en energía del Cargo por Capacidad (CEE):** US\$11/MWh y el valor de la remuneración de la capacidad de US\$ 5,25/kW/mes establecido en la Resolución CREG 116 de 1 996.
- **Ingresos por energía:** Se supuso como escenario de referencia para los precios de la energía un valor medio anual de US\$35/MWh, con las variaciones interestacionales (verano-invierno) descritas en el numeral 3.3.3.

- **Ingreso por capacidad:** Para cada alternativa analizada se calcula la Capacidad Remunerable Teórica y se empleó la remuneración de US\$5,25/kW/mes.

3.4.4 Objetivo ambiental

Este objetivo es considerado mediante una calificación ambiental de las alternativas, según la magnitud relativa de los deterioros causados según los siguientes aspectos :

- Obtener la mejor calidad de agua posible en el embalse.
- Minimizar el tiempo de llenado del embalse.
- Minimizar la regulación de las crecientes del río Cauca aguas abajo del sitio de la presa.
- Minimizar los efectos socioculturales debidos a la construcción del Proyecto.
- Minimizar el número de personas a relocalizar en la zona del embalse.
- Minimizar las áreas de explotación de canteras.
- Minimizar los efectos económicos por inundación de tierras con el embalse.
- Minimizar el efecto de la depositación de sedimentos en la cola del embalse.
- Maximizar las transferencias per cápita en los municipios del área del embalse.
- Maximizar los efectos económicos en los municipios durante la construcción.

3.4.5 Objetivo de desarrollo regional

Desde el punto de vista del interés nacional y regional, el Proyecto Hidroeléctrico Pescadero - Ituango debe considerar en su planeamiento su importancia en el ámbito geográfico, al articularse, entre otros, con el desarrollo mismo de la proyectada vía Marginal del Cauca que ha de unir directamente el norte con el sur del país, y con proyectos de desarrollo turístico asociados al embalse y a la vía. Constituye un potencial aprovechable la estratégica ubicación del Proyecto en el centro del país, tanto en sentido norte sur como en el sentido oriente occidente, al hacer parte del “nodo” de estructuración macro regional, conformado por el cruce entre la Troncal de Occidente con la Transversal Central que une el puerto de Urabá con la capital del país, cruzando por el Valle de Aburrá. La cercanía del embalse, que naturalmente depende de la altura de la presa, al sector turístico de Santa Fe de Antioquia, conducen a ponderar la variable altura de la presa por su efecto en las posibilidades de desarrollos locales.

Los anteriores factores generales llevan a valorar la importancia relativa del tamaño de la presa de las diferentes alternativas, para lo cual se recurre a una calificación que define, desde este punto de vista, las preferencias relativas asociadas a cada una de ellas, y las cuales se muestran más adelante.

3.4.6 Objetivo tecnológico

Este objetivo busca incorporar en el proceso de decisión aspectos no cuantificables relacionados con ventajas técnicas y constructivas e incertidumbres que se presentan para algunas de las obras que componen el Proyecto, como la presa, el manejo de las aguas del río Ituango y el manejo de las aguas de rebose por el vertedero.

En estos términos se tienen diferencias relativas desde estos puntos de vista:

- Las presas en CCR requieren menores volúmenes de materiales de canteras, beneficiando la logística constructiva del proyecto y atenuando el impacto ambiental.
- Las presas en CCR permiten incorporar el vertedero de excedencias.
- Las alternativas de presas de enrocado obligan a una disposición de obras en la margen izquierda y el vertedero en la derecha, con las siguientes desventajas comparativas:
 - Requieren el manejo hidráulico permanente del cauce final del río Ituango.
 - Túneles de conducción y cavernas de la central en la formación geológica de la margen izquierda del río Cauca, de menor calidad geológica.
 - Dado lo abrupto del contrafuerte derecho, el vertedero estaría constituido por túneles, sistema éste que presenta desventajas frente al vertedero en canal abierto.

3.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.5.1 Criterio de eficiencia económica

La evaluación de la eficiencia económica se realizó inicialmente para las 16 alternativas discretas conformadas por las combinaciones de cuatro alturas de la presa con cuatro capacidades instaladas cada una de ellas. La formulación de las alternativas, con un amplio rango en los principales parámetros de diseño (altura de la presa y caudal de diseño del proyecto), que garantizara la captura del óptimo económico, implicó también la consideración de un amplio rango de capacidades instaladas (desde 1 280 MW hasta 4 380 MW) y, por lo tanto, variaciones considerables entre alternativas consecutivas (superiores a los 300 MW de capacidad instalada) que representan variaciones en la inversión de varias centenas de millones de dólares. Esta característica del análisis discreto motivó la conveniencia de realizar interpolaciones entre las alternativas discretas con el propósito de refinar la selección del proyecto óptimo.

3.5.1.1 Análisis discreto

En la Tabla 3.1 se presentan las principales características de las alternativas, a saber, altura de la presa, número de unidades de generación, caudal de diseño del proyecto, capacidad instalada, costo total y capacidad remunerable teórica de las alternativas. En la Tabla 3.2 se presentan los costos por Cargo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE), las transferencias estipuladas en la Ley 99 de 1993, el cargo por uso del STN, y los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M). Así mismo, se presentan los ingresos operativos y los principales indicadores financieros de la inversión.

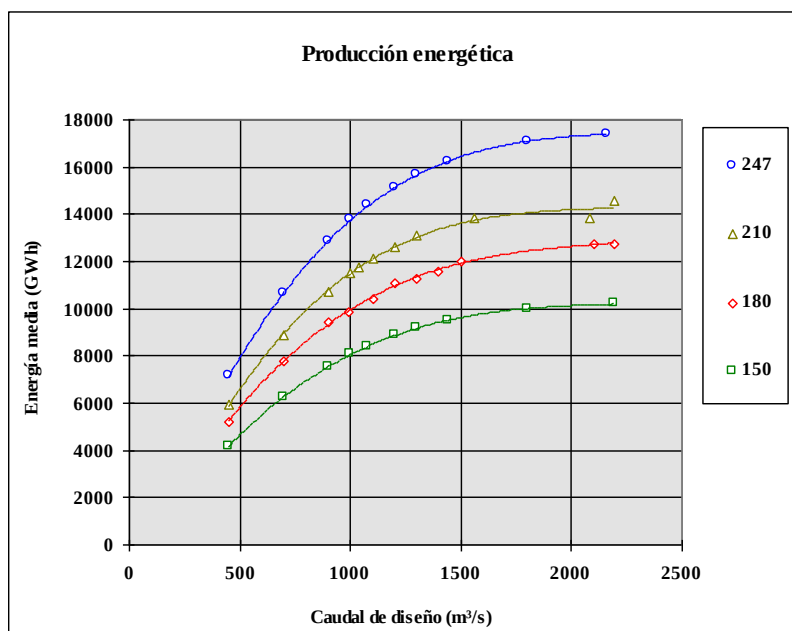
Los ingresos por ventas de energía corresponden a una valoración de la producción media a un precio de US\$ 35/MWh, una tasa de descuento anual del 10% y un período de evaluación de 50 años. Sin embargo, se realizaron análisis de sensibilidad con respecto a los precios de las energías de invierno y verano con los siguientes escenarios de precios:

- Escenario 1. Energía de verano: US\$ 45,0 / MWh
 Energía de invierno: US\$ 27,9 / MWh
- Escenario 2. Energía de verano: US\$ 40,0 / MWh
 Energía de invierno: US\$ 31,4 / MWh
- Escenario 3. Energía de verano: US\$ 35,0 / MWh
 Energía de invierno: US\$ 35,0 / MWh

3.5.1.2 Análisis continuo

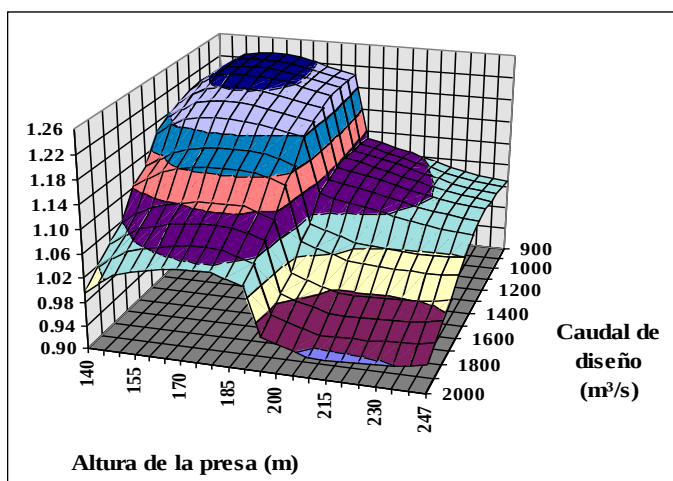
Dada la conveniencia (y necesidad) de indagar el comportamiento económico del proyecto dentro de los intervalos de análisis de la evaluación discreta, se realizó un estudio de costos y beneficios del proyecto que sirviera de base para buscar la combinación económicamente óptima de los parámetros de diseño del proyecto. En los siguientes apartes se presentan las funciones de costos y producción energética utilizadas en la representación matemática del problema en forma continua y los resultados de los indicadores financieros.

- **Producción energética.** En la siguiente figura se presentan las funciones utilizadas para el análisis continuo de la producción energética del proyecto.

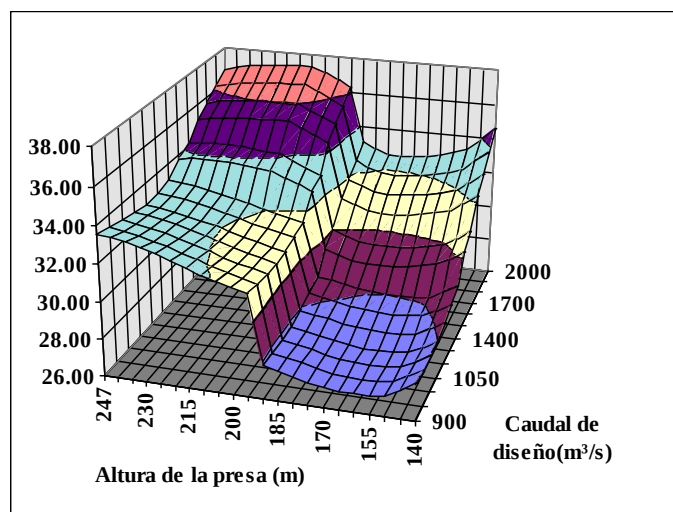


- **Indicadores financieros.** En Las Tablas 3.3; 3.4 y 3.5 se presentan las relaciones beneficio/costo, los costos de generación y el valor presente de los beneficios netos obtenidos en el análisis continuo suponiendo el Escenario 1 de precios de energía de invierno y verano (ver numeral 3.5.1.1), una tasa de descuento anual del 10% y un período de capitalización de beneficios de 50 años. Los costos unitarios totales de generación incluyen las componentes de inversión, costos financieros, uso del STN, el efecto neto del cargo por capacidad, las transferencias de Ley 99 y los costos de administración, operación y mantenimiento.

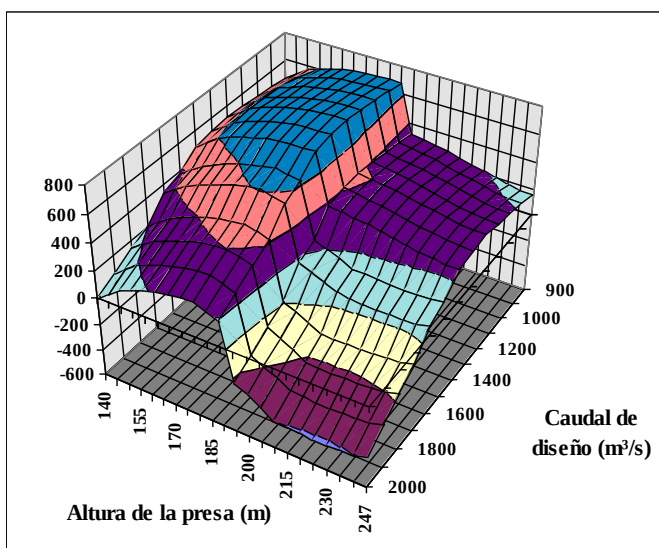
En Las siguientes figuras se ilustra el comportamiento de las relaciones beneficio/costo, el costo unitario de generación y el valor presente de los beneficios netos presentados en las Tablas 3.3; 3.4 y 3.5 respectivamente.



Relación Beneficio / costo



Costo unitario de generación



Valor presente de los beneficios netos

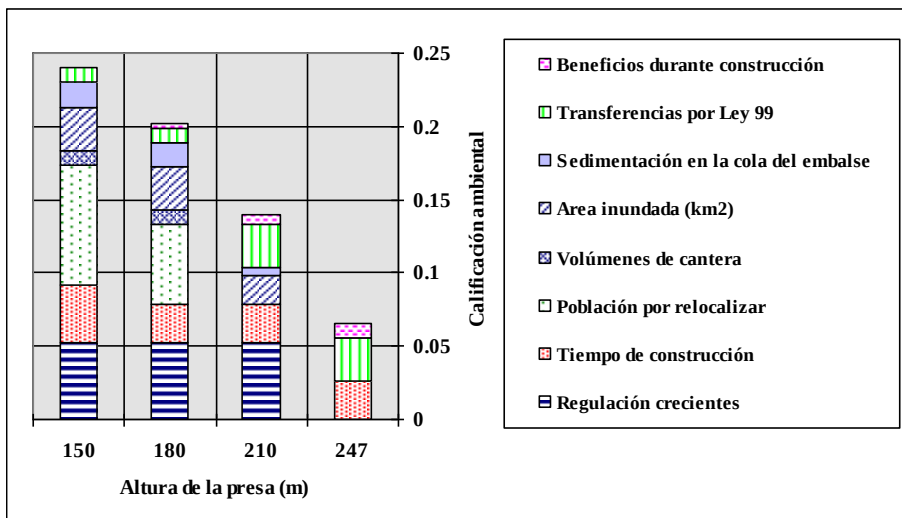
En estas figuras se observan valores máximos de la relación beneficio/costo entre 1,23 y 1,26 (alturas de presa entre 155 m y 165 m, y caudales de diseño entre 900 m³/s y 1 050 m³/s), luego se presenta una amplia región con valores entre 1,20 y 1,23 que abarca todas las alturas de presa en CCR (hasta 190 m de altura) y hasta un caudal de diseño del orden de 1 300 m³/s. A partir de caudales superiores a 1 300 m³/s se observa un descenso pronunciado de la relación beneficio/costo.

En el costo unitario de generación se puede observar que para un proyecto con presa en CCR de 160 m de altura y caudal de diseño de 1 000 m³/s se presenta el valor mínimo (US\$27/MWh) y, al igual que para la relación beneficio/costo, se observa una amplia región con costos unitarios muy similares para todas las presas en CCR y hasta un caudal de diseño de 1 300 m³/s, región en la cual el costo unitario de generación solo se incrementa en US\$1,0/MWh.

El valor presente de los beneficios netos muestra un proyecto óptimo con presa en CCR de 190 m de altura y caudal de diseño de 1 200 m³/s (capacidad instalada de 1 840 MW). Sin embargo, la vecindad del óptimo, al igual que para los anteriores indicadores, es bastante plana dentro del rango de alturas de presa en CCR, mostrando valores cercanos al óptimo dentro de una región amplia.

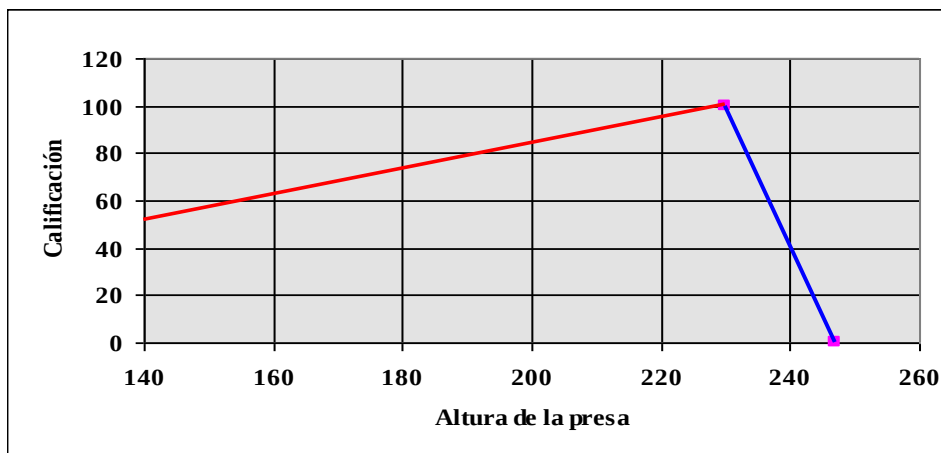
3.5.2 Criterio u objetivo ambiental

En la siguiente figura se muestran las calificaciones del objetivo ambiental correspondientes a cada una de las alternativas de altura de la presa. En este caso las mayores (mejores) calificaciones corresponden a las presas de menor altura, las cuales ocasionan un menor impacto en el ambiente.



3.5.3 Criterio u objetivo de desarrollo regional

En la siguiente figura se presentan las calificaciones del objetivo de Desarrollo Regional asociadas a cada una de las alternativas de altura de la presa. En este caso la calificación del criterio aumenta a medida que se incrementa la altura de la presa hasta un valor de 230 m de altura; a partir de este valor se pudo establecer que la sedimentación en la cola del embalse llegaría a zonas muy planas ocasionando problemas a la infraestructura existente.



3.5.4 Criterio u objetivo tecnológico

El criterio tecnológico asociado al tipo de presa (en CCR o en enrocado) se incluyó en el análisis mediante una calificación de 100 a las presas en CCR y una calificación de 80 a las de enrocado.

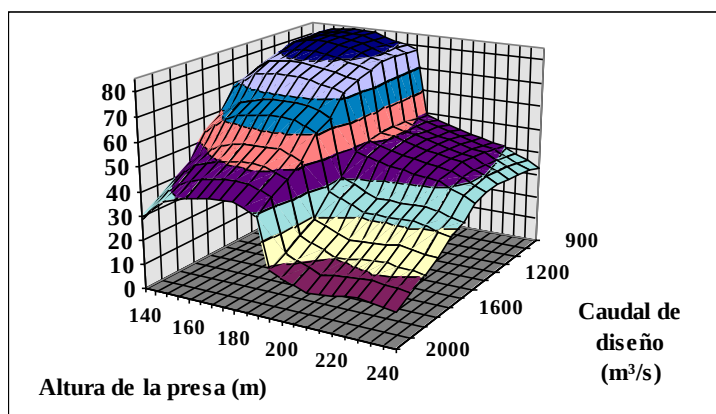
3.5.5 Análisis multiobjetivo

Con el fin de examinar la sensibilidad del comportamiento multiobjetivo de las alternativas del proyecto con respecto a la ponderación asignada a cada uno de los objetivos, se aplicaron las dos metodologías definidas en el numeral 3.4.2, utilizando cuatro arreglos de ponderación que se presentan a continuación. Así mismo, y dada la importancia del indicador que se utilice en la medición del objetivo de eficiencia económica (relación beneficio/costo - B/C, costo de generación - CG, o valor presente de los beneficios netos - BN), en la optimización económica del proyecto, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto al indicador de eficiencia económica.

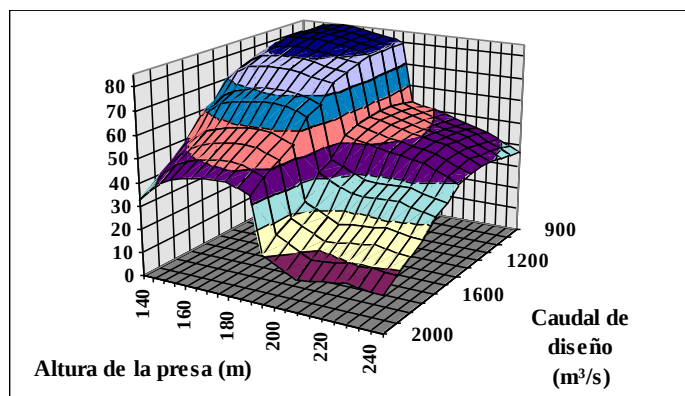
Arreglos de ponderación de los objetivos.

Objetivos	Arreglo de ponderación (AP)			
	1	2	3	4
Eficiencia económica	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%
Ambiental	20,00%	15,00%	10,00%	5,00%
Desarrollo regional	10,00%	7,50%	5,00%	2,50%
Tecnológico	10,00%	7,50%	5,00%	2,50%

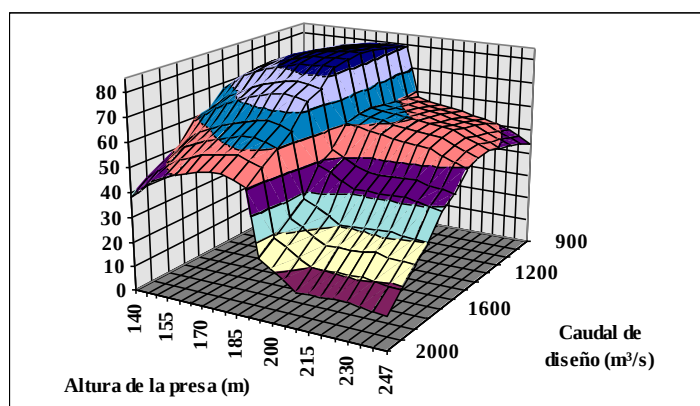
- **Resultado multiobjetivo utilizando el método de las funciones de valor multiatributo.** En las siguientes figuras se presentan los resultados del análisis multiobjetivo obtenidos con la utilización del método de las Funciones de Valor Multiatributo, utilizando el arreglo de ponderación 2 (AP2), con cada uno de los indicadores de la eficiencia económica, suponiendo el Escenario 1 de precios de las energías de invierno y verano.



Indicador económico: Relación Beneficio / costo



Indicador económico: Costo unitario de generación



Indicador económico: Valor presente de los beneficios netos

Obviamente el comportamiento de las calificaciones multiobjetivo es muy similar al observado en la optimización económica debido a la preponderancia que tiene el objetivo de eficiencia económica en la estructuras de preferencias definidas por los arreglos de ponderación de los objetivos. De esta forma es posible observar soluciones

óptimas, desde el punto de vista multiobjetivo, con alturas de presa del orden de 160 m y caudales de diseño de $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ cuando se utilizan la relación beneficio/costo y el costo unitario de generación en el objetivo económico y soluciones óptimas con presas de 190 m de altura y caudal de diseño de $1\,200 \text{ m}^3/\text{s}$ cuando se utiliza el valor presente de los beneficios netos como indicador económico.

- **Método de la Programación de Compromiso.** En la aplicación de esta metodología, basada en distancias a la solución ideal, se verifica una alta consistencia en los resultados obtenidos con los dos métodos de análisis multiobjetivo, ya que las menores distancias a la solución ideal en el método de la Programación de compromiso se encuentran en las mismas regiones de máximas calificaciones en el método de las Funciones de Valor Multiatributo.

3.6 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL PROYECTO

Debido a la relevancia del tipo de indicador del objetivo de eficiencia económica en la solución óptima, se juzgó conveniente la utilización de un procedimiento complementario para conciliar los intereses financieros y económicos involucrados en la toma de decisiones sobre el proyecto. Con el fin de adelantar dicha conciliación se realizó un análisis de costos marginales del proyecto tomando como punto de partida la solución de mínimo costo unitario de generación; desde dicho óptimo global se determina la ruta de incrementos en los parámetros del proyecto (altura de la presa y caudal de diseño o capacidad instalada) definida por la sucesión de puntos con los menores costos marginales de generación del proyecto, de manera que la ruta evoluciona hacia aquellos parámetros de diseño que permitan aumentar el valor presente de los beneficios netos.

Como criterio de selección en el proceso de búsqueda de la solución deseada, se adopta aquél punto en el cual la ruta de menores costos marginales de generación alcance un valor igual (o menor) a un precio de referencia de la energía. En este estudio se utiliza como precio de referencia el valor de los precios marginales de corto plazo del Plan de Expansión de Referencia, como estimador del precio de la Bolsa (o mercado “spot”) para cuando el proyecto entre en operación. De esta forma se adopta como valor de referencia un precio de la energía en Bolsa equivalente a US\$33,0/MWh.

En la siguiente tabla se presenta el criterio de ruta de mínimo costo marginal de generación utilizado para la selección de los parámetros del proyecto. El punto de inicio del análisis marginal parte del proyecto con presa de 160 m de altura y caudal de diseño de $1\,000 \text{ m}^3/\text{s}$, que corresponde al proyecto de mínimo costo unitario de generación (US\$26,99/MWh); a partir de este punto se busca la ruta de mínimo costo marginal (resaltada y encerrada en recuadros) incrementando inicialmente la altura de la presa a 165 m (con un costo marginal de US\$27,59/MWh), luego incrementando el caudal a $1\,100 \text{ m}^3/\text{s}$, y así sucesivamente hasta que el costo marginal de generación se aproxime sin sobrepasar, el criterio de

marginalidad permitida (US\$33/MWh). Esta solución se obtiene con un proyecto conformado por una presa en CCR de 185 m de altura y un caudal de diseño de 1 200 m³/s con un costo marginal de US\$32,25/MWh.

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m ³ /s)				
	1000	1100	1200	1300	1400
160	26,99	29,36	30,77	32,32	34,03
165	27,59	29,28	32,33	34,10	36,06
170	29,285	29,19	32,23	33,99	35,92
175	30,196	30,92	32,15	35,94	38,16
180	31,139	32,75	32,63	35,83	38,02
185	31,453	32,55	32,25	35,93	38,19
190	31,978	33,01	33,96	36,02	41,23

En las siguientes tablas se presenta la ruta de mínimo costo marginal en términos de la capacidad instalada y el costo unitario de generación. Se observa que a partir de un proyecto de 1 277 MW se llega a una capacidad instalada de 1 796 MW (incremento del 40% en la capacidad instalada). De otro lado, el proyecto de partida genera energía a un costo total de US\$26,99/MWh y se llega a un proyecto con costo de generación de US\$27,80/MWh (incremento en el costo unitario de generación de apenas el 3%).

Ruta de mínimo costo marginal de generación en términos de la capacidad.

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m ³ /s)				
	1000	1100	1200	1300	1400
160	1277	1404	1532	1660	1787
165	1322	1454	1586	1718	1850
170	1367	1504	1640	1777	1914
175	1412	1553	1694	1836	1977
180	1457	1603	1749	1894	2040
185	1496	1646	1796	1945	2095
190	1535	1689	1843	1996	2150

Ruta de mínimo costo marginal en términos del costo de generación

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m ³ /s)				
	1000	1100	1200	1300	1400
160	26,99	27,11	27,33	27,64	28,02
165	27,01	27,13	27,34	27,64	28,02
170	27,09	27,20	27,41	27,70	28,07
175	27,22	27,32	27,52	27,81	28,16
180	27,41	27,49	27,69	27,96	28,31
185	27,54	27,61	27,80	28,07	28,42
190	27,71	27,77	27,95	28,21	28,56

Se concluye que la adopción de un proyecto con una presa de 185 m de altura (CCR) y un caudal de diseño de 1 200 m³/s (capacidad instalada de 1 800 MW) corresponde a un aprovechamiento que permite conciliar en forma económicamente razonable las diferencias involucradas en los criterios económicos considerados, al mejorar de manera sensible el aprovechamiento económico del recurso natural disponible en este proyecto, sin sacrificar los niveles de rentabilidad a los que podrían aspirar los inversionistas.

Tabla 3.1 Principales características de las alternativas estudiadas

Alternativa	Altura de presa m	Núm. de unidades	Caudal de diseño (m ³ /s)	Capacidad instalada (MW)	Costo total (mill. de US\$)	CRT (MW)
A4.4	150	4	1080	1280	1175,0	791
A4.5	150	5	1350	1600	1310,3	791
A4.6	150	6	1620	1920	1407,5	791
A4.8	150	8	2160	2560	1615,1	791
A3.4	180	4	960	1400	1302,0	972
A3.5	180	5	1200	1750	1436,5	972
A3.7	180	7	1680	2450	1626,3	972
A3.9	180	9	2160	3150	1830,3	972
A2.5	210	5	1080	1830	1943,1	1147
A2.7	210	7	1512	2560	2151,2	1147
A2.8	210	8	1726	2920	2240,8	1147
A2.10	210	10	2160	3660	2452,2	1147
A1.5	247	5	900	1825	2233,3	1400
A1.8	247	8	1440	2920	2525,0	1400
A1.10	247	10	1800	3650	2725,3	1400
A1.12	247	12	2160	4375	2893,9	1400

Tabla 3.2 Costos anuales, ingresos e indicadores financieros de las alternativas

Alternativa	Costos anuales (millones de US\$)				Ingresos anuales (mill. US\$)		Indicadores financieros		
	CEE	Ley 99	STN	AOM	Ventas de energía	Cargo de capacidad	VPBN (*)	B/C	CG (**)
A4.4	92,4	9,4	22,8	9,2	294,1	49,9	640	1,23	27,3
A4.5	102,3	10,4	28,4	11,5	325,5	49,9	598	1,19	28,5
A4.6	113,4	11,6	34,1	13,8	360,9	49,9	474	1,13	31,9
A4.8	119,8	12,2	45,5	18,4	381,2	49,9	169	1,04	35,7
A3.4	107,0	10,9	24,8	10,1	340,3	61,2	724	1,22	27,5
A3.5	120,5	12,3	31,1	12,6	383,5	61,2	737	1,20	28,2
A3.7	147,2	15,0	43,5	17,6	429,7	61,2	348	1,08	32,1
A3.9	153,5	15,7	55,9	22,7	488,3	61,2	400	1,08	35,1
A2.5	132,0	13,5	32,5	13,2	419,9	72,3	385	1,09	31,8
A2.7	161,2	16,5	45,4	18,4	512,8	72,3	359	1,07	34,9
A2.8	165,0	16,9	51,9	21,0	525,0	72,3	221	1,04	35,9
A2.10	184,0	18,8	64,9	26,3	585,5	72,3	132	1,02	40,1
A1.5	141,5	14,5	32,4	13,1	450,3	88,2	177	1,03	33,6
A1.8	199,1	20,3	51,8	21,0	633,5	88,2	547	1,08	35,6
A1.10	209,7	21,4	64,8	26,3	667,2	88,2	290	1,04	37,3
A1.12	212,6	21,7	77,7	31,5	676,3	88,2	-79	0,99	39,3

(*) Valor presente de los beneficios netos, en millones de dólares

(**) Costo unitario total de generación en dólares/MWh (incluye inversión, AO & M, Ley 99, uso STN y efecto neto de CEE menos remuneración de la CRT).

Tabla 3.3 Relación Beneficio / Costo (tasa de descuento anual del 10% , período de capitalización de 50 años).

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m³/s)												
	900	950	1000	1050	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
140	1,194	1,196	1,196	1,196	1,187	1,177	1,163	1,121	1,103	1,060	1,040	1,018	0,996
145	1,211	1,213	1,213	1,212	1,203	1,192	1,178	1,136	1,119	1,075	1,056	1,036	1,015
150	1,226	1,228	1,228	1,227	1,217	1,206	1,192	1,149	1,132	1,089	1,071	1,052	1,032
155	1,230	1,231	1,231	1,230	1,220	1,209	1,196	1,156	1,139	1,096	1,078	1,059	1,040
160	1,231	1,233	1,233	1,232	1,222	1,211	1,197	1,161	1,144	1,102	1,083	1,065	1,046
165	1,230	1,232	1,232	1,231	1,221	1,211	1,197	1,163	1,147	1,105	1,087	1,069	1,050
170	1,227	1,229	1,229	1,228	1,219	1,209	1,196	1,165	1,148	1,107	1,089	1,071	1,053
175	1,222	1,224	1,224	1,224	1,215	1,205	1,192	1,164	1,148	1,108	1,090	1,072	1,054
180	1,215	1,217	1,218	1,217	1,209	1,199	1,187	1,162	1,146	1,106	1,089	1,071	1,054
185	1,209	1,212	1,213	1,213	1,205	1,195	1,183	1,154	1,138	1,099	1,082	1,064	1,046
190	1,203	1,205	1,207	1,207	1,200	1,190	1,178	1,145	1,129	1,090	1,073	1,056	1,038
195	1,086	1,091	1,095	1,097	1,096	1,091	1,083	1,049	1,037	1,001	0,987	0,972	0,958
200	1,080	1,085	1,089	1,091	1,091	1,086	1,078	1,041	1,028	0,993	0,979	0,964	0,949
210	1,067	1,073	1,078	1,080	1,081	1,076	1,068	1,023	1,011	0,977	0,963	0,948	0,933
220	1,053	1,059	1,064	1,067	1,068	1,064	1,057	1,020	1,008	0,977	0,964	0,949	0,935
230	1,040	1,047	1,052	1,055	1,058	1,054	1,048	1,017	1,006	0,979	0,966	0,952	0,937
240	1,032	1,038	1,043	1,047	1,050	1,047	1,041	1,017	1,007	0,983	0,970	0,956	0,942
247	1,029	1,035	1,041	1,044	1,048	1,045	1,039	1,020	1,010	0,988	0,975	0,961	0,947

Tabla 3.4 Costos unitarios totales de generación (inversión, costos financieros, uso del STN, cargo por capacidad, Ley 99 y administración, operación y mantenimiento); tasa de descuento del 10% y período de capitalización de beneficios de 50 años (US\$/MWh)

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m³/s)												
	900	950	1000	1050	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
140	28,04	28,00	28,00	28,03	28,30	28,60	28,99	30,28	30,83	32,30	33,01	33,80	34,65
145	27,55	27,52	27,52	27,56	27,85	28,16	28,55	29,81	30,34	31,76	32,43	33,15	33,92
150	27,12	27,10	27,12	27,17	27,47	27,78	28,17	29,40	29,92	31,29	31,92	32,58	33,27
155	27,03	27,01	27,02	27,07	27,38	27,69	28,07	29,21	29,71	31,06	31,67	32,32	33,00
160	26,99	26,97	26,99	27,04	27,33	27,64	28,02	29,07	29,57	30,88	31,48	32,12	32,78
165	27,02	27,00	27,01	27,05	27,34	27,64	28,02	28,98	29,47	30,76	31,35	31,98	32,63
170	27,11	27,08	27,09	27,13	27,41	27,70	28,07	28,95	29,43	30,70	31,28	31,89	32,53
175	27,25	27,22	27,22	27,26	27,52	27,81	28,16	28,97	29,45	30,70	31,26	31,86	32,49
180	27,45	27,41	27,41	27,44	27,69	27,96	28,31	29,04	29,51	30,74	31,30	31,89	32,50
185	27,60	27,55	27,54	27,56	27,80	28,07	28,42	29,27	29,74	30,98	31,55	32,14	32,76
190	27,79	27,73	27,71	27,72	27,95	28,21	28,56	29,53	30,01	31,26	31,83	32,43	33,06
195	31,49	31,30	31,17	31,10	31,11	31,28	31,55	32,70	33,14	34,48	35,03	35,63	36,26
200	31,70	31,51	31,37	31,28	31,28	31,44	31,71	33,02	33,46	34,81	35,37	35,98	36,62
210	32,14	31,92	31,76	31,66	31,63	31,78	32,05	33,66	34,10	35,48	36,06	36,69	37,34
220	32,68	32,44	32,26	32,15	32,07	32,20	32,44	33,80	34,22	35,46	36,02	36,62	37,26
230	33,15	32,89	32,70	32,57	32,45	32,56	32,78	33,90	34,30	35,39	35,93	36,52	37,14
240	33,48	33,21	33,01	32,87	32,72	32,81	33,01	33,89	34,27	35,23	35,75	36,33	36,93
247	33,59	33,32	33,11	32,97	32,81	32,88	33,08	33,79	34,16	35,03	35,54	36,10	36,71

Tabla 3.5 Valor presente de los beneficios netos, Escenario 1 de precios de energía de invierno y verano, tasa de descuento del 10% y período de capitalización de 50 años (millones US\$)

Altura de la presa (m)	Caudal de diseño (m ³ /s)												
	900	950	1000	1050	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
140	463	481	495	505	515	505	483	377	332	202	137	65	-13
145	517	536	551	562	573	564	542	436	392	261	199	131	57
150	570	590	606	617	630	621	599	493	449	319	259	193	124
155	600	621	637	650	663	654	633	532	488	356	295	229	158
160	626	647	665	678	692	684	662	566	522	388	326	259	188
165	646	669	687	701	717	708	687	596	551	415	353	285	213
170	662	686	705	719	736	727	706	621	576	437	374	305	232
175	672	696	716	731	749	741	719	640	594	453	389	319	245
180	676	701	721	737	756	748	726	653	607	463	398	327	252
185	679	705	727	743	762	754	731	641	592	443	375	301	224
190	678	705	727	744	764	755	731	623	572	418	347	270	189
195	325	354	376	393	413	403	377	236	181	7	-67	-148	-233
200	311	341	364	382	402	392	365	200	144	-36	-114	-198	-286
210	280	311	336	355	377	365	336	123	61	-130	-214	-304	-398
220	233	267	294	314	339	329	300	109	47	-135	-221	-313	-410
230	189	225	253	275	303	294	266	101	38	-133	-220	-314	-414
240	157	194	224	248	279	271	243	107	44	-113	-202	-298	-401
247	147	186	217	241	275	268	241	127	64	-84	-173	-271	-376

REFERENCIAS CAPÍTULO 3

- 3.1 Smith, Ricardo y Otros. Decisiones con múltiples objetivos e incertidumbre. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 1993.