

PROGRAMA LATINOAMERICANO DE COOPERACION ENERGETICA

**PLACE**

PROGRAMA REGIONAL DE HIDROENERGIA

**METODOLOGIA Y PLAN DE TRABAJO  
PARA LA EVALUACION DE  
RECURSOS HIDROENERGETICOS  
EN AMERICA LATINA**

Julio, 1983

## PROLOGO

El desarrollo hidroeléctrico de América Latina, dentro del contexto más amplio del desarrollo energético, tiene orígenes variados. En algunos países cobró impulso con la sustitución del gas por la electricidad para fines de alumbrado público, aprovechando los caudales y caídas de los ríos próximos a las ciudades; en otros casos, se desarrolló inicialmente a partir de los requerimientos de mecanización y posteriormente de electrificación de industrias incipientes tales como textiles, curtidores, madera, azúcar, etc., que vendían sus excedentes de energía hacia las ciudades más próximas. En algunos países la hidroelectricidad dió sus primeros pasos como fuente de energía para procesos de transformación en la agroindustria y la minería, sin componentes significativos de suministros para servicios urbanos.

Posteriormente, con el crecimiento de las ciudades y como consecuencia del propio mercado de consumo eléctrico asociado con la ampliación de actividades industriales y comerciales, así como con el aumento de la demanda residencial, fue necesario incrementar sustancialmente la capacidad instalada de generación, la cual en muchos casos fue realizada mediante plantas termoeléctricas, dado el efecto distorsionante del reducido precio del petróleo entonces vigente, a pesar de sus desventajas inherentes con respecto a la hidroelectricidad, en cuanto al hecho de requerir un mayor componente de tecnologías externas con más elevadas exigencias de personal, equipos y mantenimiento.

Progresivamente nos fuimos olvidando de la existencia del recurso hídrico y se puede decir que, durante más de la mitad de este siglo, en muchos países de la región, el crecimiento del suministro eléctrico se sustentó en la utilización de un recurso no renovable, como es el petróleo y en menor escala en el gas natural.

Sin embargo, a partir de la segunda mitad del siglo, algunos países comenzaron a evaluar sus recursos hidroenergéticos, especialmente en los ríos con mayor potencial, en razón de sus elevados caudales o apreciables caídas, con el propósito de aprovechar los mismos para sustentar el desarrollo industrial y la expansión urbana. Fueron acciones tímidas pero importantes, las cuáles fueron progresivamente aumentando y permitiendo el desarrollo de empresas eléctricas, de firmas de ingeniería, de empresas de construcción y en algunos países, de la producción de bienes de capital para atender las crecientes exigencias de la construcción de centrales hidroeléctricas.

Hasta ahora nuestros países han puesto su mayor atención en los grandes desarrollos ya identificados y sólo en algunos casos éstos habían sido priorizados en el contexto de un inventario sistemático y en el marco de un conocimiento cabal del potencial técnico y económicamente aprovechable. Es evidente que, cuando los proyectos hidroeléctricos que se ejecutan, no responden a una planificación coherente que permita un proceso progresivo de construcción

Publicación del  
Departamento de Relaciones Públicas  
e Información.

Esta edición de 300 ejemplares,  
se terminó de imprimir  
en julio de 1983.

Impreso en los Talleres del Grupo  
NOVAS & PUEBLA ASOCIADOS  
Teléf.: 547-398 - 510-570.  
QUITO, ECUADOR

## INDICE GENERAL

INTRODUCCION .....	9
OBJETIVOS.....	11
PARTE I.— METODOLOGIA DE EVALUACION	15
1. NIVELES DE CONOCIMIENTO.....	17
2. ELABORACION DE LA EVALUACION.....	19
2.1. Criterios empleados.....	19
2.2. Presentación de los formularios a ser empleados y de los procedimientos para su llenado.....	20
2.2.1. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto superficial de escurrimiento.....	23
2.2.2. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto lineal.....	25
2.2.3. Potencial hidroenergético estimado no individualizado.....	27
2.2.4. Potencial hidroenergético estimado individualizado.....	30
2.2.5. Potencial hidroenergético inventariado.....	32
2.2.6. Potencial hidroenergético por país: potencia instalable, energía firme y energía media.....	34
2.2.7. Potencial hidroenergético de la región: potencia instalable, energía firme y energía media.....	34
3. TERMINOLOGIA BASICA .....	41
3.1. Períodos hidrológicos .....	41
3.1.1. Período hidrológico utilizado .....	41
3.1.2. Período hidrológico crítico .....	41
3.2. Caudal .....	41
3.2.1. Caudal medio .....	41
3.2.2. Caudal garantizado al 95% .....	41
3.2.3. Caudal medio del período crítico .....	41
3.2.4. Caudal regularizado por el embalse .....	41
3.2.5. Caudal específico .....	41
3.2.6. Caudal medio de largo plazo .....	41
3.3. Volumenes .....	41
3.3.1. Volumen total .....	41
3.3.2. Volumen útil de operación .....	42
3.3.3. Volumen útil aguas arriba .....	42
3.4. Niveles de agua .....	42
3.4.1. Nivel de agua máximo maximorum .....	42
3.4.2. Nivel de agua máximo normal .....	42
3.4.3. Nivel de agua mínimo normal .....	42
3.4.4. Nivel de restitución .....	42
3.4.5. Nivel de agua medio .....	42
3.4.5.1. Nivel de agua medio del aprovechamiento aislado .....	42
3.4.5.2. Nivel de agua medio del embalse en operación integrada .....	42
3.4.6. Nivel de referencia .....	43
3.4.7. Nivel topográfico .....	43
3.5. Caída máxima .....	43
3.5.1. Caída máxima bruta .....	43
3.5.2. Caída máxima neta .....	43
3.6. Caída media neta .....	43
3.6.1. Caída media neta del aprovechamiento aislado .....	43
3.6.2. Caída media neta del aprovechamiento integrado .....	43

de plantas, esto da lugar a acciones discontinuas destinadas a atender aumentos explosivos de la demanda.

Concientes de que el potencial de este recurso existente de América Latina, es una alternativa importante para que, dentro de la pluralidad de fuentes para generar electricidad, pueda ser usado como componente principal, es que OLADE ha considerado poner a disposición de los países un instrumento para poder evaluar el potencial a nivel de cada país y de la región en su conjunto, a partir de los niveles de conocimiento existentes.

La posibilidad de aplicar una metodología homogénea facilitará una determinación consistente de la magnitud del recurso y de la calidad y profundidad del conocimiento existente sobre el mismo, lo cual a su vez permitirá planificar el desarrollo de inventarios en el marco del PLACE y contar con lineamientos para planificar, a mediano y largo plazo, el desarrollo armónico del potencial hidroeléctrico, sustentado en el conocimiento objetivo y cuantificado del rol que éste deberá jugar en el contexto del desarrollo energético regional.

Los beneficios de esta acción serán de indudable importancia para los países y la región en su conjunto, dada la tremenda magnitud del potencial hídrico aún no aprovechado. En consecuencia los resultados de la evaluación constituirán la guía sobre la cual se desarrollarán la cooperación regional en este campo, lo cual a su vez se proyectará en acciones orientadas a utilizar la hidroenergía como una palanca fundamental para el desarrollo económico de nuestros países. Si bien un programa ambicioso en este sentido será exigente en recursos financieros, tecnológicos y humanos, resulta posible concebirlo en el marco de un máximo aprovechamiento de nuestras capacidades autóctonas.

En la medida de la respuesta que demos a la necesidad de impulsar un programa regional de hidroenergía y de otras fuentes de energía, en esa misma medida estaremos demostrando que no sólo ajustes a nuestra economía es la única alternativa que existe para superar la crisis actual, sino que será la decisión de superar los problemas en el marco de la región, lo que nos llevará a elaborar instrumentos que permitan soluciones efectivas al reto del desarrollo de América Latina, sin excluir la cooperación internacional, pero utilizando al máximo las capacidades y recursos existentes en nuestra región.

ULISES RAMIREZ OLMO

## INDICE DE FIGURAS Y CUADROS

3.7. Área inundada .....	44
3.7.1. Área inundada máxima .....	44
3.7.2. Área inundada máxima de operación normal .....	44
3.7.3. Área inundada mínima de operación .....	44
3.8. Energía .....	44
3.8.1. Energía media anual superficial de escurrimiento .....	44
3.8.2. Energía bruta lineal .....	45
3.8.3. Energía firme .....	45
3.8.3.1. Energía firme del aprovechamiento aislado .....	45
3.8.3.2. Energía firme del aprovechamiento integrado .....	46
3.8.4. Energía media .....	47
3.8.4.1. Energía media del aprovechamiento aislado .....	47
3.8.4.2. Energía media del aprovechamiento integrado .....	47
3.9. Potencia instalable .....	48
3.10. Factor de capacidad .....	48
3.11. Número de unidades .....	48
3.12. Inversión estimada .....	48
3.13. Inversión unitaria .....	49
3.14. Nivel de conocimiento .....	49
3.15. Entrada en operación .....	49
PARTE II.— PLAN DE EJECUCION DE LA EVALUACION.....	51
1. ESTRATEGIA DE ACCION REGIONAL .....	53
2. ACTIVIDADES PARA LA EJECUCION DE LA EVALUACION.....	54
3. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES .....	57
4. ASISTENCIA TECNICA .....	59
5. COSTOS DEL PROGRAMA DE COOPERACION - AÑO 1983.....	60
6. FINANCIAMIENTO .....	62
ANEXOS.	
1. FUNDAMENTOS DEL CALCULO DEL POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO INDIVIDUALIZADO Y NO INDIVIDUALIZADO .....	65
2. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	71
3. PARTICIPANTES EN LA PREPARACION DE ESTE DOCUMENTO .....	73

## FIGURAS:

1. Ejemplo de mapa topológico de una cuenca ..... 22

## CUADROS:

1. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto superficial de escurrimiento .....
2. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto lineal .....
3. Potencial hidroenergético estimado no individualizado .....
4. Potencial hidroenergético estimado individualizado .....
5. Potencial hidroenergético inventariado .....
6. Potencial hidroenergético — Potencia instalable en MW .....
7. Potencial hidroenergético — Energía firme .....
8. Potencial hidroenergético — Energía media .....
9. Potencial hidroenergético de América Latina. Potencia instalable en MW. ....
10. Potencial hidroenergético de América Latina. Energía firme .....
11. Potencial hidroenergético de América Latina. Energía media .....

## I. INTRODUCCION

La XII Reunión de Ministros de OLADE, realizada en noviembre de 1981 en la República Dominicana, aprobó el Programa Latinoamericano de Cooperación Energética - PLACE, el cual define un conjunto de prioridades para promover el desarrollo energético de la región en el marco de OLADE.

Dentro de este contexto se establece que la hidroenergía es una de las fuentes que deberán desarrollarse prioritariamente, en especial, por su abundancia en la región, por su carácter renovable y no contaminante y además por la experiencia acumulada en América Latina la cual le confiere una alta viabilidad, considerando que en su desarrollo se emplean tecnologías probadas y maduras.

Latinoamérica posee un potencial hidroeléctrico, técnica y económicamente aprovechable de aproximadamente 620.000 MW, del cual sólo se aprovecha el 7%, lo que permite plantearnos un escenario de desarrollo intensivo de la hidroenergía que nos posibilite un aprovechamiento del 55% del recurso en el año 2000.

Es importante resaltar que el desarrollo de la hidroenergía no es contradictorio con el desarrollo de otras fuentes energéticas como son el carbón y la energía nuclear, que constituyen una opción necesaria para algunos países de reducidos recursos hidroenergéticos o que están próximos a saturar su aprovechamiento. Asimismo será necesario que los países, en sus planes de desarrollo de energía eléctrica, adopten políticas que contemplen una combinación equilibrada de las diferentes fuentes energéticas.

El desarrollo hidroenergético creará condiciones favorables para el desarrollo de actividades productivas orientadas al suministro de materiales y equipos, así como a una apreciable capacidad de generar empleo durante los procesos de construcción. Como efectos "hacia adelante" en la economía, el desarrollo eléctrico intensivo y el mayor empleo de una fuente renovable de energía contribuirá a la creación de condiciones favorables para la electrificación del transporte y de la industria.

El desarrollo intensivo de la hidroenergía abre un enorme potencial de cooperación y complementación regional, a través de la interconexión, del uso de cuencas comunes y secundentes, de los suministros de materiales y equipamiento, así como el desarrollo de la ingeniería.

Un importante factor limitante para el desarrollo hidroenergético en la región está dado por las dificultades encontradas para obtener una imagen confiable del potencial de cada país y de la región en su conjunto y por lo tanto para establecer planes nacionales y para definir estrategias regionales de cooperación y desarrollo. Es por esto que en el marco del PLACE se atribuye particular importancia a las tareas de evaluación del recurso hidroenergético de los países de la región.

En cumplimiento de las prioridades establecidas en el PLACE, OLADE identificó la necesidad de formular un cuerpo de procedimientos comunes, que permitan a todos los países cuantificar a muy corto plazo y con un determinado grado de precisión, la magnitud de sus recursos hidroenergéticos, a partir de la información existente y disponible en cada país. La evaluación se expresará a nivel de países, cuencas, ríos y aprovechamientos específicos.

Se debe resaltar que la primera evaluación hidroenergética regional deberá tomar como insumo únicamente la información básica disponible en cada país, no contemplándose el

levantamiento de nueva información; pudiendo requerirse en todo caso, el procesamiento de datos existentes o la transformación, si este fuere el caso, de evaluaciones hidroenergéticas realizadas con anterioridad.

Este documento establece los procedimientos generales a ser considerados en este esfuerzo de recopilación y síntesis que deberá realizarse a nivel de todos los países de la región.

Se ha definido como meta obtener los valores totales de la magnitud del recurso, con un grado de precisión dependiente de los distintos niveles de conocimiento que del mismo se posea. Este documento contempla la posibilidad de establecer tanto los potenciales de cuencas o ríos sobre los cuales no se tenga estudios específicos, como los correspondientes a cuencas o ríos inventariados así como también aprovechamientos específicos estudiados, en construcción o en operación.

Se ha preparado simultáneamente un plan de trabajo, que también forma parte de este documento, para ejecutar la primera evaluación a nivel regional y se han establecido ciclos periódicos de dos años para realizar nuevas evaluaciones.

La necesidad de la evaluación periódica del recurso, se origina en el hecho que la confiabilidad y precisión de los resultados de cada evaluación específica dependerá del conocimiento a la fecha de su ejecución, este conocimiento continuamente se incrementará y mejorará en calidad.

Luego de establecer los objetivos generales de la evaluación de recursos hidroenergéticos y los objetivos específicos del presente documento, se definen en primera instancia los distintos niveles de conocimiento del recurso que puedan existir, de acuerdo a un esquema que los califica a cada uno de ellos. A continuación se propone un conjunto de procedimientos para la evaluación del recurso, señalando en su primera parte los criterios considerados, así como también instrucciones para el llenado de un conjunto de formularios que sintetizan la información requerida. Estos formularios deberán ser llenados por cada país según el nivel de conocimiento de sus recursos hidroenergéticos y por OLADE a nivel de consolidación.

Posteriormente, en el capítulo siguiente se define un cuerpo de términos técnicos a ser utilizados en la evaluación y que requieren una misma acepción por parte de todos los participantes en el proceso.

En resumen, este documento va dirigido a los ministerios o secretarías de Estado, responsables de la política energética y de la planificación de su desarrollo en cada país, así como a las empresas e instituciones responsables de la evaluación de los recursos hidroenergéticos y de su desarrollo, a fin de facilitarles un instrumento metodológico que permita evaluar en forma integral y consistente el potencial hidroeléctrico de cada país, independientemente del "nivel de conocimiento" de los recursos que se tenga, partiendo del principio de que siempre es necesario y posible, establecer una estimación del potencial hidroenergético y que los inventarios y estudios más avanzados contribuyen fundamentalmente a profundizar ese conocimiento haciéndolo más preciso y detallado y permitiendo tener una mejor base para la planificación de su desarrollo.

Por otra parte la aplicación de la metodología, propuesta en este documento, en cada país, por agregación permitirá construir una imagen coherente del potencial regional y del papel que la hidroelectricidad podrá jugar en el desarrollo energético futuro de Latinoamérica y el Caribe.

Para la elaboración del documento se consideraron diversas experiencias de la región, principalmente la metodología desarrollada por el Brasil y complementariamente también experiencias afines desarrolladas en Costa Rica, Ecuador, Guatemala, Perú y Venezuela. Adicionalmente se utilizaron como referencia materiales preparados por el Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

## 2. OBJETIVOS

Para una acción planificada en el desarrollo de un recurso energético de tan grande importancia como es la hidroelectricidad, es necesario tener una imagen confiable de su magnitud. Es por esto que OLADE pretende con este documento, proporcionar a los países de América Latina un instrumento que les facilite un mejor conocimiento del potencial hidroenergético que poseen; conocimiento que los ayudará en la planificación de sus programas de desarrollo. Asimismo proporcionará a los países una visión comprensiva del potencial hidroeléctrico regional y de las implicaciones que podrá tener su desarrollo en un marco de cooperación regional.

Los objetivos de la evaluación del potencial hidroenergético regional determinaron a su vez los alcances de este documento o, mejor aún, el objetivo principal de este documento es constituirse como herramienta de trabajo y de orientación para la realización de la evaluación de recursos.

Es evidente que la evaluación de recursos hidroenergéticos como una tarea a nivel nacional y regional, tiene objetivos en estos dos niveles, los cuales pueden resumirse en la forma siguiente:

### a) OBJETIVOS NACIONALES

- Determinación integral del potencial hidroenergético del país, con los niveles actuales de conocimiento disponibles (estimaciones, inventarios, proyectos, etc.).
- "Conocimiento del nivel de conocimiento del potencial hidroenergético", o sea determinar el nivel de profundidad, detalle y precisión del conocimiento del recurso en las diversas cuencas, ríos o regiones del país; en consecuencia estar en condiciones para identificar vacíos y necesidades de efectuar estudios más profundos o de realizar inventarios.
- Contar con una mejor base para definir el rol de la hidroenergía en el desarrollo energético futuro del país.
- Comparación del potencial y características básicas de aprovechamiento (principalmente aquellos inventariados) con los de otros países.
- Identificación de experiencias, semejanzas y diferencias en el desarrollo de la evaluación de recursos y sus características con respecto a otros países de la región, con miras a aprovechar experiencias y establecer áreas de interés para la cooperación bilateral y multilateral.
- Mejor conocimiento de los recursos compartidos, lo que contribuirá a una mejor definición de las políticas nacionales sobre el particular.
- Mejor conocimiento de las perspectivas de intercambio de suministros energéticos en las áreas de frontera.
- Contar con la base del conocimiento de la magnitud y características del recurso que permita definir una política tecnológica y de fabricación de equipos y materiales a nivel nacional.

### b) OBJETIVOS REGIONALES

- Lograr un conocimiento integral y consistente del potencial hidroenergético de la región.

- Disponer de bases objetivas para identificar las necesidades de realizar inventarios hidroenergéticos en varios países de la región.
- Definir el marco concreto de las perspectivas de cooperación regional en el ámbito hidroenergético y en particular en lo referente a procesos de elaboración de inventarios, mediante el conocimiento concreto de necesidades de asistencia técnica y por otro lado de la experiencia y disponibilidades existentes.
- Contribuir a la formulación de políticas de desarrollo hidroenergético a largo plazo a nivel de los países y para la Región en su conjunto, mediante el conocimiento integral del recurso, en el contexto de otras alternativas energéticas.
- Base de referencia para futuras gestiones de apertura de líneas de financiamiento para el desarrollo de inventarios hidroenergéticos y posteriormente para financiar estudios y proyectos conjuntos.
- Identificar posibilidades de cooperación regional mediante el aprovechamiento de cuencas comunes; obviamente este objetivo está supeditado a la voluntad expresa y soberana de los países involucrados, quienes definirán el posible papel de OLADE en sus esfuerzos orientados con este fin.
- Precisar la magnitud y perspectivas del desarrollo hidroenergético regional con miras a establecer planes regionales y definir las prioridades de acción futura en el marco del PLACE.
- Disponer de una metodología única y sistemática para toda la región, lo que facilitará los esfuerzos tendientes a la integración.
- Contar con la base de referencia necesaria para la evolución del conocimiento de los recursos hidroenergéticos de la región.

En resumen, la metodología OLADE para evaluación de recursos hidroenergéticos tiene por meta determinar su magnitud, tanto de aquellos empleados como los disponibles, de manera consistente, coherente y homogénea y con un nivel de aproximación determinado.

Se propone desarrollar el proceso de evaluación de los recursos hidroenergéticos de la región en etapas sucesivas y periódicas, luego de la elaboración de una metodología común, lo cual constituye el objetivo síntesis de este documento, o sea definir las actividades de una primera evaluación del potencial regional, la cual será seguida por evaluaciones periódicas en ciclos de dos años inicialmente y luego en intervalos de cinco años.

Para la difusión y aplicación de la metodología, OLADE propone una estrategia de acción para ejecutar los lineamientos básicos, de tal forma que permitan la coordinación y asistencia técnica entre los países y sus instituciones para el desarrollo inicial de la evaluación en aquellos países que así lo requieran. Las actividades propuestas se refieren principalmente a la primera evaluación regional.

Con el fin de obtener una zonificación lo más homogénea y representativa posible se cree conveniente agrupar a los países de la siguiente manera:

GRUPO I: México.

GRUPO II: Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Surinam, Trinidad y Tobago.

GRUPO III: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá.

GRUPO IV: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela.

GRUPO V: Argentina, Chile, Paraguay, Uruguay.

GRUPO VI: Brasil.

**PARTE I**

## **METODOLOGIA DE EVALUACION**

## 1. NIVELES DE CONOCIMIENTO

El conocimiento del potencial hidroeléctrico de una cuenca evoluciona gradualmente, haciendo cada vez más preciso, a medida que las informaciones sobre sus características físicas se hacen disponibles y conforme se hacen estudios de gabinete y de campo, que permitan la definición de divisiones de caídas y aprovechamientos a lo largo de sus ríos.

Dado el costo que representa la obtención de información de campo, el nivel de esa información se va profundizando a base de un sistemático proceso de priorización. Como consecuencia, el nivel de información de los recursos hidroenergéticos es muy variado, de manera que para obtener valores totales del potencial energético es necesario un proceso de evaluación del recurso que incorpore los valores obtenidos de los diferentes niveles de conocimiento de esos recursos, según las etapas de trabajo que a continuación se indican:

- Estimación
- Inventario
- Factibilidad
- Diseño Básico
- Diseño de Ejecución
- Construcción
- Operación.

En las etapas de estudios (estimación de gabinete hasta factibilidad), se va mejorando la calidad y profundidad de la información que abarca desde investigación bibliográfica, pasando por aerofotogrametría, estudios topográficos, hidrológicos, geológicos y geofísicos, hasta concluir con la ingeniería del diseño básico.

Las etapas de trabajo para definir los niveles de conocimientos o de desarrollo de un proyecto que se presentan en este capítulo, son de orden indicativo solamente y la información que se requiera para la evaluación hidroenergética que nos proponemos, podrá ser obtenida de cualquiera de las etapas señaladas.

NIVEL DE CONOCIMIENTO	CARACTERIZACION
ESTIMACION O EVALUACION DE GABINETE	— Primera evaluación del potencial y definición de alcances, costos y plazos de los estudios de inventario a realizar.
INVENTARIO	— Definición del potencial energético aprovechable de la cuenca hidrográfica mediante el estudio de la división de caídas y estimación preliminar del costo de cada aprovechamiento.
FACTIBILIDAD	— Definición de las características básicas de un aprovechamiento y su diseño preliminar. Análisis económico-financiero; base para gestiones de financiamiento.
DISEÑO BASICO	— Definición de las obras civiles y de los equipos a instalarse, con miras a las respectivas licitaciones, adjudicaciones y ejecución de la obra.

## DISEÑO DE EJECUCION

— Desarrollo de la ingeniería de detalle del aprovechamiento para su construcción.

## CONSTRUCCION

— Fase de ejecución del aprovechamiento.

## OPERACION

— Central construida y generando energía.

La clasificación presentada constituye una generalización, puesto que hay diferencias entre las clasificaciones utilizadas en los distintos países, entre las cuales se puede mencionar que es común el empleo del término "prefactibilidad" para los estudios más profundos de la fase avanzada del inventario.

Como punto común puede mencionarse el hecho que del nivel de "factibilidad" adelante, en todos los países los estudios son realizados para aprovechamientos individualizados.

Existen varios procedimientos para realizar la etapa de "evaluación de gabinete", tales como evaluaciones globales del potencial teórico sobre la base de escurreimientos y alturas medias o mediante procesos de evaluación del potencial lineal, los cuales pueden ser ajustados para establecer en forma aproximada el potencial finalmente aprovechable. Alternativamente se pueden aplicar métodos de estudio de tramos de río, sin individualizar aprovechamientos, o estudiar tramos con aprovechamientos individualizados cuando se cuente con información suficiente sobre el perfil del río.

En la etapa de "inventario" comienzan a identificarse los proyectos y se optimizan las cadenas de desarrollo, con diversos criterios de evaluación técnico-económica, lo que permite seleccionar aquellos proyectos en los que se deben efectuar mayores estudios de campo en topografía, geología e hidrología, para finalmente de éstos señalar los aprovechamientos que deben pasar a la etapa de factibilidad.

El estudio de "factibilidad" define para un aprovechamiento, las características de la presa y obras civiles conexas, así como también la capacidad de generación a ser instalada, y la producción energética prevista, además de las características básicas del equipo electromecánico que será utilizado. Se evalúa el impacto social y ambiental del aprovechamiento, se incluye la evaluación económico-financiera del proyecto y la definición de la época en que deberá construirse el aprovechamiento.

Las siguientes etapas se desarrollan después que se ha decidido la construcción de cada central hidroeléctrica.

En la etapa de "diseño o proyecto básico" se definen las obras civiles con la profundidad suficiente que permita determinar las cantidades de obra para su contratación y la planeación de su construcción.

En esta etapa también se especifican las características de los equipos a instalarse para su contratación y fabricación.

La etapa de "diseño de ejecución" acompaña al proceso de construcción de un Proyecto, y en ella se preparan los planos detallados de cada parte de obra para su realización.

Finalmente en las etapas de "construcción" y "operación" se obtiene el conocimiento cabal del recurso, tanto en costo como en producción energética.

## ELABORACION DE LA EVALUACION

### 2.1. Criterios empleados

En esta evaluación se considera que los parámetros más relevantes para determinar las perspectivas hidroenergéticas son la **energía firme**, la **energía media** y la **potencia instalable**, las cuales se definen a continuación.

La capacidad de generación de energía de un sistema interconectado o de una central hidroeléctrica será medida en relación a la evaluación de su funcionamiento, de acuerdo a las series estadísticas disponibles de caudales naturales de los ríos. Esto da la base para definir los conceptos de energía firme y de energía media.

Para los fines de este documento, la **energía firme** se considera como la energía garantizada al cien por ciento, para la serie estadística de caudales naturales, es decir como su generación máxima continua, en la hipótesis de repetición futura del período crítico de la serie estadística de caudales naturales conocida.

Para el cálculo de la energía firme en un sistema con embalses, se determina iterativamente la carga que lleve a la plena utilización de los mismos, considerándose que los embalses de las centrales hidroeléctricas estarán llenos en su inicio, y simulando el sistema con la serie estadística de caudales mensuales.

El período en el cual, el nivel de los embalses varía de su máximo hasta su mínimo, es conocido como período crítico de afluencias del sistema interconectado, el cual se determina mediante una simulación de la operación de los embalses.

La **energía firme** de un sistema interconectado o de una central hidroeléctrica, es el recurso hidroenergético con el cual se puede efectivamente contar.

La **energía media** se define como el promedio aritmético de la energía generable durante todo el período considerado para la serie estadística hidrológica, la cual es en general superior a la energía firme, dado que no todos los años son tan secos como el correspondiente al período crítico.

La diferencia entre los requerimientos de energía y la energía media producida hidráulicamente deberá ser suministrada por otras fuentes, usualmente de origen térmico, con los consiguientes costos adicionales de combustibles. Por lo tanto el costo medio de la operación del sistema queda mejor caracterizado cuando se conoce la energía media que puede ser generada por las centrales hidroeléctricas.

La producción de energía del sistema interconectado o de una central hidroeléctrica puede ser superior a la energía media durante un corto período de tiempo, lo cual es conveniente dado que la carga eléctrica no es constante y es necesario modular el suministro. La máxima producción de energía está limitada por la **potencia instalable**.

La producción energética de un sistema interconectado o de una central hidroeléctrica está siempre referida al período de generación, en consecuencia, tanto la energía firme como la energía media pueden ser expresadas en forma equivalente a potencia. De esta manera es posible utilizar tanto la unidad "Megavatio medio" MW (1), como "GWh/año". La conversión de un valor expresado en la primera unidad para la segunda, se hace multiplicando el valor de la primera por 8.76.

(I) "MW - año/año" = "MW medio" = "MW continuo" =  $\bar{M}W$ .

En los formularios que se presentan en este documento para ser llenados, la energía firme y media pueden ser expresados en unidades de "Megavatios Medios"  $\overline{MW}$  o de "GWh/año", según el sistema que se adopte en cada país.

## 2.2. Presentación de los formularios o cuadros a ser empleados y de los procedimientos para su llenado.

La información a ser requerida será organizada en distintos cuadros resumen o formularios de acuerdo al nivel de conocimiento que se tenga de cada cuenca, tramo de río, aprovechamiento aislado o sistema de generación.

Para las etapas más elementales del conocimiento del potencial, esto es para las estimaciones o evaluaciones de Gabinete, se utilizará uno de los cuatro primeros formularios de acuerdo a la información disponible para cada caso. En esta situación están todas las cuencas o tramos de río, en los cuales aún no se ha realizado el inventario hidroenergético, en consecuencia se proponen procedimientos alternativos para estimar indirectamente la energía firme, energía media y la potencia instalable, utilizando los datos existentes y mediante cálculos matemáticos simples.

El cuadro número 1 se utilizará en aquellas cuencas en las cuales la única información disponible sea su potencial teórico bruto de escurrimiento superficial.

El cuadro número 2 se utilizará en aquellas cuencas o tramos de ríos en los cuales la mejor información disponible sea el potencial bruto lineal.

En aquellos tramos de ríos en que se dispone de su perfil y que por lo tanto no se han individualizado los aprovechamientos potenciales, se utilizará el cuadro número 3.

De esta manera, en cualquier época que se evalúe el potencial global de un país, éste estará compuesto por aprovechamientos estudiados en los distintos niveles definidos anteriormente.

Para que esa información, obtenida con diferentes niveles de precisión, pueda ser utilizada en la planificación a largo plazo, es menester que los estudios realizados en la obtención de los mismos sean compatibles entre sí, manteniendo uniformidad de criterios de evaluación de los datos de entrada y de los resultados.

El objetivo de este documento es establecer un cuerpo de procedimientos comunes, a fin de garantizar la mayor homogeneidad en la información que se recopilará y en la presentación de los resultados.

Se ha adoptado como criterio general el ser más conservador en la medida en que la información disponible sea menos precisa. Esto es válido tanto en los aspectos energéticos como en los de costos. Para niveles de conocimiento más rudimentarios, se subestimarán las energías y sobreestimarán los costos, mejorando su apreciación para los niveles superiores de conocimiento. Es necesario señalar que en las fórmulas presentadas en este documento se ha considerado este criterio.

Finalmente, en aquellos tramos de ríos en los cuales aún no se han realizado estudios de inventario, pero sobre los cuales se conoce su perfil pudiendo identificarse preliminarmente los aprovechamientos potenciales, se utilizará el cuadro N° 4.

El procedimiento a seguir para el llenado de estos cuatro cuadros se presenta en los numerales 2.2.1 a 2.2.4.

Para aquellas cuencas, tramos de río y aprovechamientos aislados o integrados que se encuentren en un nivel de estudios de inventario o en etapas más avanzadas: factibilidad, diseño básico, diseño de ejecución, construcción u operación, se utilizará el cuadro número 5, cuya estructura es más compleja; el procedimiento a seguir para este caso se desarrolla en el punto 2.2.5.

Se recomienda que anexo a los resultados de estos formularios, los países presenten mapas topológicos de cada cuenca estudiada, con el objeto de indicar la localización relativa de la información. Un ejemplo de mapa topológico de una cuenca estudiada es presentado en la figura 1.

Los tres formularios siguientes (cuadros 6, 7 y 8), permiten resumir la información de los cinco primeros e indican el potencial hidroeléctrico expresado como potencia instalada en  $\overline{MW}$  (cuadro 6), la energía firme en  $\overline{MW}$  (I) y GWh/año (cuadro 7), y finalmente la energía media en  $\overline{MW}$  y GWh/año (cuadro 8).

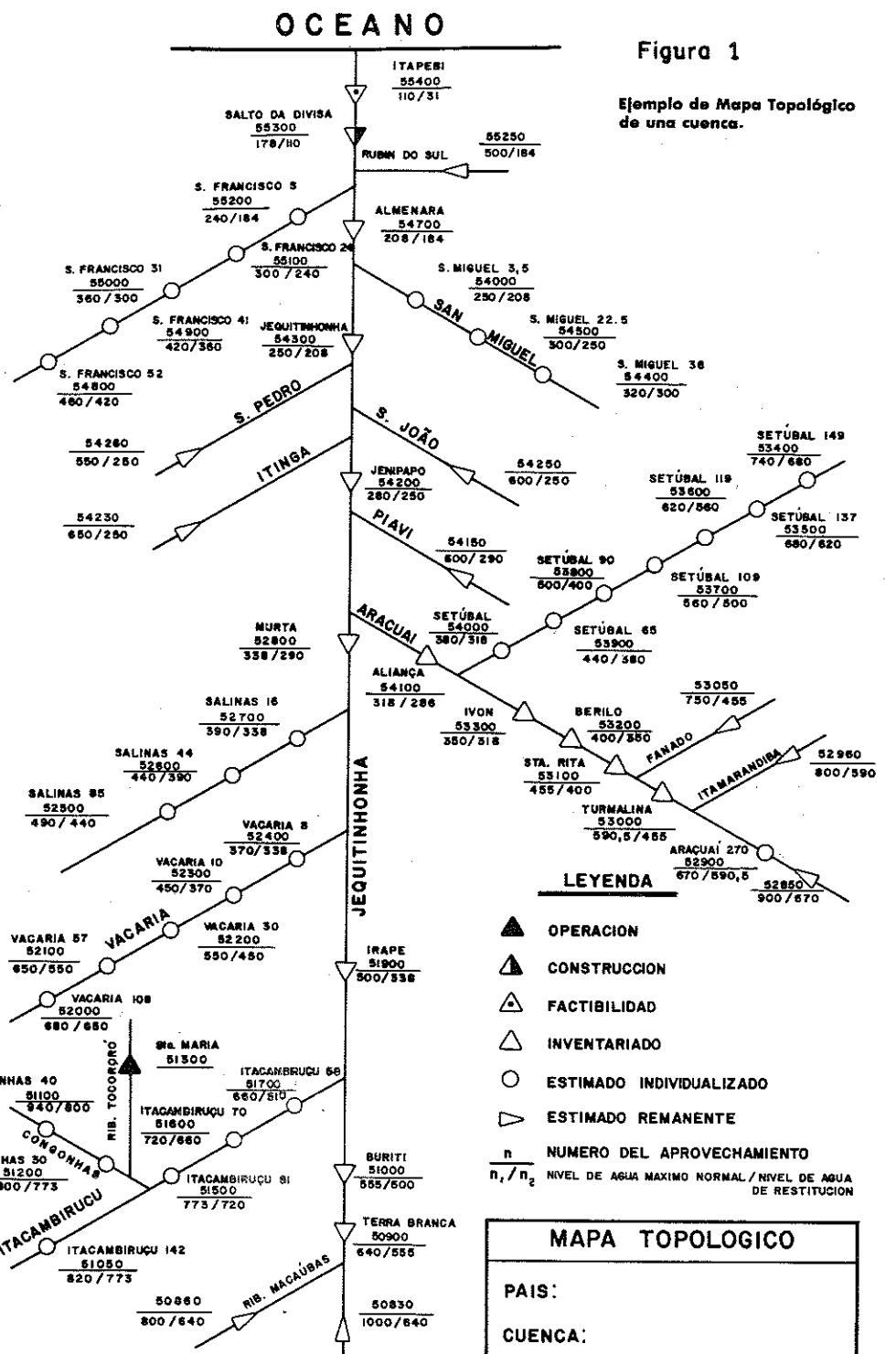
Los formularios restantes (cuadros 9, 10 y 11), son semejantes a los cuadros mencionados en el párrafo anterior, pero se refiere a la información recibida de cada país, debiendo ser llenados por OLADE, como consolidado regional.

Como información general se debe indicar que los coeficientes que aparecen en las diversas fórmulas empleadas en este documento, son producto de la experiencia de los autores y de los participantes en el Grupo de Trabajo, en el Grupo Asesor y en el I Seminario Latinoamericano de Hidroenergía, y por lo mismo tienen carácter indicativo. En general se recomienda usar los valores que adopta cada país, pero en ausencia de éstos se pueden usar los coeficientes sugeridos.

Asimismo cabe señalar que en el presente documento, las cifras decimales son señaladas mediante punto (.) y no mediante coma (,), sin embargo en el llenado de los cuadros, cada país puede utilizar la notación que considere adecuada.

Se aclara que la información que los países proporcionen no debe repetirse en los cuadros presentados en esta metodología, pues esto haría que erróneamente el resultado total se incremente.

2.2.1. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto superficial de escurrimiento.



Si para una determinada cuenca, región o país, sólo se cuenta con el potencial bruto superficial de escurrimiento (cuadro 1), para efectos del presente trabajo, los cálculos de energía se podrán efectuar utilizando las siguientes fórmulas (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
<b>1. Energía firme anual - (EFIR)</b>	<b>1. Energía firme anual - (EFIR)</b>
EFIR = $K_1 \times \beta \times EBS$ ; [GWh/año] donde: EBS en GWh/año	EFIR = $K_1 \times \beta \times EBS$ ; [MW] donde: EBS en MW
EBS = Energía media bruta superficial de escurrimiento, también conocida como potencial bruto superficial. Los valores de $K_1$ y $\beta$ son válidos para las dos fórmulas y se pueden tomar de acuerdo a las indicaciones siguientes:	
$K_1$ = Coeficiente que relaciona la energía media con la energía media anual bruta superficial de escurrimiento (potencial teórico). En ausencia de mejor información se podrá utilizar un valor de 0.3.	
$\beta$ = Relación típica estimada entre la energía firme y la energía media, y puede determinarse de cuencas mejor estudiadas. A falta de información este coeficiente puede asumirse como: igual a 0.7, para cuencas donde existen posibilidades de construir presas de almacenamiento anual o plurianual y 0.45 en aquellas cuencas donde las posibilidades de regulación son casi nulas.	
<b>2. Energía media - (EMED)</b>	<b>2. Energía media - (EMED)</b>
EMED = EFIR/ $\beta$ ; [GWh/año] donde: EFIR en GWh/año	EMED = EFIR/ $\beta$ ; [MW] donde: EFIR en MW
<b>3. Potencia instalable - (PINS)</b>	<b>3. Potencia instalable - (PINS)</b>
PINS = EMED/8.76 x FC; [MW] donde: EMED en GWh/año	PINS = EMED/FC; [MW] donde: EMED en MW

El valor de FC es el mismo para ambos casos y se toma de acuerdo a la siguiente indicación:

FC = Factor de capacidad, a falta de mejor información se puede utilizar FC = 0.5. Este valor es equivalente al promedio aproximado de los factores de capacidad de los sistemas eléctricos del conjunto de países de la región.

(1) Se presentan como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según la preferencia de cada país.

(2) MW = Megavatio Medio.

**CUADRO N° 1**

POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO BASADO EN EL  
POTENCIAL BRUTO SUPERFICIAL DE ESCURRIMIENTO

País : \_\_\_\_\_

Referencia: \_\_\_\_\_

$\overline{MW}$  = Megavatio medio

## 2.2.2. Potencial hidroenergético estimado basado en el potencial bruto lineal.

Para el río, cuenca, región o país que cuente sólo con el potencial bruto lineal (cuadro 2), los cálculos de energía se podrán efectuar utilizando las siguientes fórmulas (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
<b>1. Energía firme anual (EFIR)</b> $EFIR = K_2 \times \beta \times EBL; [GWh/año]$ donde: EBL en GWh/año	<b>1. Energía firme anual (EFIR)</b> $EFIR = K_2 \times \beta \times EBL; [\overline{MW}]$ donde: EBL en $\overline{MW}$
EBL = Energía Bruta Lineal o potencial bruto lineal. (3.8.2.)	
$K_2$ = Coeficiente que relaciona la energía media con la energía bruta lineal (potencial bruto lineal). En ausencia de mejor información utilizar un valor de 0.4.	
$\beta$ = Coeficiente definido en 2.2.1.	
2. Energía media aprovechable (EMED)	2. Energía media aprovechable (EMED)
$EMED = EFIR/\beta; [GWh/año]$ donde: EFIR en GWh/año	$EMED = EFIR/\beta; [\overline{MW}]$ donde: EFIR en $\overline{MW}$
3. Potencia instalable (PINS)	3. Potencia instalable (PINS)
$PINS = EMED/8.76 \times FC; [MW]$ donde: EMED en GWh/año	$PINS = EMED/FC; [MW]$ donde: EMED en $\overline{MW}$
FC = Factor de Capacidad, definido en 2.2.1., su valor es igual para ambos casos.	

(1) Se presenta como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según la preferencia de cada país.

(2)  $\overline{MW}$  = Megavatio Medio.

CUADRO N° 2

**POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO BASADO  
EN EL POTENCIAL BRUTO LINEAL.**

País: \_\_\_\_\_

Referencia: \_\_\_\_\_

CUENCA	RÍO	POTENCIAL BRUTO LINEAL EBL		POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO				POTENCIA INSTALABLE PINS MW	
		ENERGIA FIRME EFIR		ENERGIA MEDIA EMED					
		MW	GWh año	MW	GWh año	MW	GWh año		
<b>TOTAL</b>									

**MW = Megavatio medio**

2.2.3. Potencial hidroenergético estimado no individualizado.

Este formulario (cuadro 3) es utilizado para suministrar información sobre el potencial hidroeléctrico de tramos de río con posibilidades hidroenergéticas, pero sin información sobre el perfil del río y en consecuencia no resulta posible identificar aprovechamientos individualizados.

El potencial del tramo es calculado en su longitud total, suponiéndose que se aproveche íntegramente la caída disponible.

Para cada uno de estos tramos, donde se dispone de las cotas inicial y final y del caudal medio en la cota final, los cálculos se podrán realizar de acuerdo a las siguientes fórmulas (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
<b>1. Energía firme (EFIR)</b>	<b>1. Energía firme (EFIR)</b>

$$\text{EFIR} = 0.0219 \times \text{QREG} \times \Delta Z; \\ [\text{GWh/año}]$$

$$\text{EFIR} = 0.0025 \times \text{QREG} \times \Delta Z; \\ [\text{MW}]$$

donde:

QREG = Caudal regularizado en m<sup>3</sup>/s. $\Delta Z$  = Diferencia de cotas en el tramo, o caída máxima bruta en m.**Los coeficientes empleados (0.0219 y 0.0025) se fundamentan en el Anexo 1.**

El caudal regularizado se obtiene multiplicando el caudal medio por el coeficiente de regularización ( $\alpha$ ). En caso que no se disponga de datos específicos, se recomienda utilizar  $\alpha = 0.6$ .

$$\text{QREG} = \alpha \text{ QMED} \approx 0.6 \text{ QMED}; [\text{m}^3/\text{s.}]$$

Si se dispone del caudal garantizado (QG) al 95%, el caudal regularizado se obtendrá; para tomas con embalse, multiplicando este caudal por 2, y para tomas a filo de agua por 1.1. Si bien es conocido que para tomas a filo de agua, normalmente no se consigue una regulación del caudal, sin embargo para aplicar esta metodología resulta conveniente por razones de uniformidad, el empleo del término "caudal regularizado" (QREG), en calidad de artificio de cálculo.

$$\text{QREG} = 2 \times \text{QG95\%}, (\text{tomas con embalse}); [\text{m}^3/\text{s.}]$$

Alternativamente:

$$\text{QREG} = 1.1 \times \text{QG95\%}, (\text{tomas a filo de agua}); [\text{m}^3/\text{s.}]$$

(1) Se presentan como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según la preferencia de cada país.

(2) MW = Megavatio Medio.

En caso que no sea posible determinar el caudal medio como la media de los caudales para una serie histórica, su valor podrá ser aproximado mediante el producto del caudal específico para la zona por el área de drenaje.

La energía media puede ser obtenida considerando que la relación entre la energía firme y la energía media ( $\beta$ ), obtenida en algún aprovechamiento mejor estudiado en la cuenca, sea constante para toda la cuenca. Cuando no se disponga de esta información, el valor de  $\beta$  debe ser seleccionado en un rango comprendido entre 0.45 y 1, que, a falta de mejor información, se recomienda utilizar un valor de 0.7 en cuencas donde existan posibilidades de construir presas de almacenamiento anual o plurianual y 0.45 en aquellas cuencas donde las posibilidades de regulación sean casi nulas.

Los cálculos de energía se podrán realizar utilizando las siguientes fórmulas(1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
1. Energía Media (EMED)	2. Energía Media (EMED)
$EMED = EFIR/\beta; [GWh/año]$ donde: EFIR en GWh/año	$EMED = EFIR/\beta; [MW]$ donde: EFIR en MW
Cuando no se cuente con información para determinar el valor de $\beta$ , se pueden tomar los valores que se indican en las expresiones siguientes:	
a) $EMED = EFIR/0.7; [GWh/año]$ Si se tienen posibilidades de almacenamiento, $\beta = 0.7$ . b) $EMED = EFIR/0.45; [GWh/año]$ Si las posibilidades de regulación son casi nulas, $\beta = 0.45$ . donde: EFIR en GWh/año	a) $EMED = EFIR/0.7; [MW]$ Si se tienen posibilidades de almacenamiento, $\beta = 0.7$ . b) $EMED = EFIR/0.45; [MW]$ Si las posibilidades de regulación son casi nulas, $\beta = 0.45$ . donde: EFIR en MW
2. Potencia Instalable (PINS)	2. Potencia Instalable (PINS)
$PINS = EMED/8.76 FC; [MW]$ donde: EMED en GWh/año	$PINS = EMED/FC; [MW]$ donde: EMED en MW
FC = Factor de capacidad. Si no se tiene información del valor de este factor, se puede utilizar FC = 0.5 para ambos casos.	

(1) Se presentan alternativas, en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año según la preferencia de cada país.

(2) MW = Megavatio Medio.

CUADRO N° 3

país :

Referencia :

CUEÑCA	R I O	COTA m.snm	CAUDAL MEDIO EN LA COTA FINAL Q MED m³./s	CAUDAL REGULARIZADO Q REG m³./s	ENERGIA FIRME EFIR GWh año	ENERGIA MEDIA EMED GWh año	POTENCIA INSTALABLE PINS MW	OBSERVACIONES
								Referencia :

2.2.4. Potencial hidroenergético estimado individualizado.

Este formulario (cuadro 4) es utilizado para suministrar información sobre el potencial hidroeléctrico de ríos para los cuales se conoce el perfil y su caudal , por lo tanto se pueden identificar posibles sitios de aprovechamientos hidroeléctricos.

La identificación de estos sitios es realizada en gabinete, por lo tanto no debe ser considerada como indicación precisa de su ubicación.

Para cada uno de estos sitios si se dispone únicamente del caudal específico se calcula el caudal medio, multiplicando el caudal específico estimado para la zona por el área de drenaje. En caso de no disponer de mayor información, el caudal regularizado es obtenido multiplicando el caudal medio por el coeficiente de regularización ( $\alpha$  ).

(Ver numeral 2.2.3).

Los cálculos de energía se realiza mediante las siguientes fórmulas(1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
<b>1. Energía Firme (EFIR)</b>  EFIR = $0.0631 \times QREG \times HMAB$ ; [GWh/año]	<b>2. Energía Firme (EFIR)</b>  EFIR = $0.0072 \times QREG \times HMAB$ ; [MW]
donde: QREG = Caudal regularizado; (m <sup>3</sup> /s). HMAB = Caída máxima bruta; (m).	
Los coeficientes (0.0631 y 0.0072) empleados se fundamentan en el Anexo 1.	
La energía media y la potencia instalable se obtiene con la metodología presentada en el numeral 2.2.3., pero aplicada a cada uno de los aprovechamientos tentativamente identificados.	
<b>2. Energía Media (EMED)</b>  EMED = EFIR/ $\beta$ ; [GWh/año] donde: EFIR en GWh/año	<b>2. Energía Media (EMED)</b>  EMED = EFIR/ $\beta$ ; [MW] donde: EFIR en MW
$\beta$ = Coeficiente definido en 2.2.1. (su valor es igual para ambos casos).	
<b>3. Potencia Instalable (PINS)</b>  PINS = EMED/8.76 x FC; [MW] donde: EMED en GWh/año	<b>3. Potencia Instalable (PINS)</b>  PINS = EMED/FC; [MW] donde: EMED en MW
FC = Factor de Capacidad, definido en el numeral 2.2.1. Su valor es igual para ambos casos.	

(1) Se presentan como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según la preferencia de cada país.

(2) = MW Megavatio Medio.

CUEÑA	RÍO	UBICACIÓN	COTAS DEL APROVECHAMIENTO msnm	ÁREA DE DRENAJE km <sup>2</sup>	CAUDAL MEDIO QMED m <sup>3</sup> /s	CAUDAL REGULARIZADO QREG m <sup>3</sup> /s	CAIDA BRUTA HMAB m	ENERGÍA FIRME EFIR GWh/año	ENERGÍA MEDIA EMED MW	POTENCIA INSTALABLE PINS MW	OBSERVACIONES	País : _____	Referencia : _____
												_____	_____
													TOTAL

## 2.2.5. Potencial hidroenergético inventariado.

Este procedimiento se destina a recopilar la información correspondiente a aprovechamientos hidroeléctricos cuyo nivel de estudios esté en fase de inventario, factibilidad, diseño básico o diseño de ejecución y también para aquellos aprovechamientos que se encuentran en proceso de construcción u operación (Ver Cáp. 1).

La información requerida será organizada utilizando el Cuadro 5, en el cual se llenará la mayor cantidad posible de información existente para cada aprovechamiento.

En el Capítulo 3 de este mismo documento, se presenta una definición operativa de cada uno de los elementos de información requeridos, así como los pasos a seguir para la estimación simplificada de alguno de ellos.

La información correspondiente a niveles, caídas, energía media y energía firme de cada aprovechamiento, podrán estimarse considerando el aprovechamiento aislado o integrado a un sistema de generación. Se deberá elegir uno u otro caso en función de la información disponible o del criterio aceptado con relación a cual información es más relevante. Sin embargo se debe incluir un solo grupo de valores correspondientes al aprovechamiento integrado, debiendo señalar en la columna de observaciones el criterio adoptado.

La información correspondiente a los niveles característicos del aprovechamiento, deberán expresarse preferentemente en metros sobre el nivel del mar (msnm); en aquellos aprovechamientos en que los niveles estén referidos a otra base de referencia, se procederá a estimar en forma aproximada la cota sobre el nivel del mar de esa base.

La información correspondiente a las energías medias y firmes se expresarán en unidades  $\overline{\text{MW}}$ <sup>(1)</sup> o GWh/año de acuerdo a las preferencias de cada país.

En aquellos aprovechamientos en que no se cuente con parte de la información solicitada se intentará su estimación, en cuyo caso se agregará al lado del dato la nota "(EST)". En aquellos casos en que no se pueda estimar el valor por ausencia total de información, se llenará la casilla correspondiente con la nota "(NI)".

Finalmente, se reitera, que para la recopilación de esta información no se contempla ningún trabajo de campo y los trabajos de gabinete se deben limitar a la organización de la información existente, a la interpretación de parte de ella en función de la definición operativa aquí adoptada, y la estimación simplificada de alguna información.

En el Cuadro 5, las columnas que aparecen con asterisco (\*) deben ser necesariamente llenadas, pues los datos que en ellas se piden son requeridos para estimar el recurso. La información solicitada en las columnas que no están señaladas con asterisco tienen carácter complementario, y se completarán en función de las disponibilidades de información.

(1)  $\overline{\text{MW}}$  = Megavatio Medio

**CUADRO N° 5**

55 : \_\_\_\_\_

it's : \_\_\_\_\_

## POTENCIAL HIDROENERGETICO INVENTARIADO

MW = MEGAWATTS

2.2.6. Potencial hidroenergético por país: potencia instalable, energía firme y energía media.

Estos formularios (cuadros 6, 7 y 8) presentan el resumen por cuenca hidrográfica de la información indicada en los tres primeros como potencia instalada en MW, energía firme en MW (I) y GWh/año y energía media en MW y GWh/año, agrupados según los siguientes niveles de desarrollo:

- En operación.
- En construcción.
- No aprovechado (nivel de inventario, factibilidad, diseño básico de ejecución).
- Estimado.

En las dos primeras columnas se señala el potencial aprovechado y las dos siguientes, el potencial disponible. Además el formulario muestra total inventariado, el total disponible, el total general y el porcentaje aprovechado en relación al total general.

Estos formularios deberán ser llenados por los países y servirán de base para los formularios referentes a la región.

Para la energía firme debe considerarse el valor de la energía firme del sistema. En caso de que no se disponga de este valor, se deberá utilizar la energía firme del aprovechamiento aislado.

Se debe señalar que la información contenida en los cuadros 1, 2, 3 y 4 se utilizará para el llenado de la columna "estimado" de los cuadros 6, 7 y 8 y la información del cuadro 5 para las columnas de "en operación", "en construcción" y "no aprovechado" de los mismos cuadros 6, 7 y 8.

2.2.7. Potencial hidroenergético de la región: potencia instalable, energía firme, energía media.

Estos formularios, son semejantes a aquéllos del potencial hidroeléctrico por país y presentan un resumen del potencial hidroeléctrico de cada país. Estos formularios serán llenados por OLADE en base a la información suministrada por los países.

**POTENCIAL HIDROENERGETICO**

**POTENCIA INSTALABLE EN MW**

País : \_\_\_\_\_

Referencia : \_\_\_\_\_

CUENCA	INVENTARIADO				ESTIMADO	TOTAL GENERAL	DISPONIBLE	% APROVECHADO				
	APROVECHADO		NO APROVECHADA	TOTAL INVENTARIADO								
	EN OPERACION (1)	EN CONSTRUCC. (2)										
TOTAL												

(I) MW = Megavatio Medio.

MW = Megavatio medio

CUEENCA	INVENTARIADO										APROVECHADO % $(\frac{3}{7}) \times 100$	TOTAL GENERAL MW $\frac{GWh}{año}$	DISPONIBLE MW $\frac{GWh}{año}$	O/0 APROVECHADO $(\frac{3}{7}) \times 100$
	APROVECHADO					INVENTARIADO								
EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	TOTAL APROVECHADO	NO	ESTIMADO	GENERAL	ESTIMADO	GENERAL	DISPONIBLE	NO	ESTIMADO	TOTAL INVENTARIADO	APROVECHADO		
MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	
TOTAL														

CUEENCA	INVENTARIADO										APROVECHADO % $(\frac{3}{7}) \times 100$	TOTAL GENERAL MW $\frac{GWh}{año}$	DISPONIBLE MW $\frac{GWh}{año}$	O/0 APROVECHADO $(\frac{3}{7}) \times 100$
	APROVECHADO					INVENTARIADO								
EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	TOTAL APROVECHADO	NO	ESTIMADO	GENERAL	ESTIMADO	GENERAL	DISPONIBLE	NO	ESTIMADO	TOTAL INVENTARIADO	APROVECHADO		
MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	
TOTAL														

### POTENCIAL HIDROENERGETICO

ENERGIA MEDIA

CODIGO NRO:

PAIS:

REFERENCIA:

PAIS:

REFERENCIA:

CUEENCA	INVENTARIADO										APROVECHADO % $(\frac{3}{7}) \times 100$	TOTAL GENERAL MW $\frac{GWh}{año}$	DISPONIBLE MW $\frac{GWh}{año}$	O/0 APROVECHADO $(\frac{3}{7}) \times 100$
	APROVECHADO					INVENTARIADO								
EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	TOTAL APROVECHADO	NO	ESTIMADO	GENERAL	ESTIMADO	GENERAL	DISPONIBLE	NO	ESTIMADO	TOTAL INVENTARIADO	APROVECHADO		
MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	GWh año	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	
TOTAL														

MW = Megavatio medio

CUADRO N° 9

POTENCIAL HIDROENERGETICO DE AMERICA LATINA  
POTENCIA INSTALABLE EN MW

Referencia:

PAÍS	INVENTARIADO				ESTIMADO (6)	TOTAL GENERAL (7)=(5)+(6)	DISPONIBLE (8)=(4)+(6)	% (3) (7) x 100				
	APROVECHADO		NO APROVECHADO (4)	TOTAL INVENTARIADO (5)=(3)+(4)								
	EN OPERACION (1)	EN CONSTRUCC. (2)										
TOTAL												

CUADRO N° 10

## POTENCIAL HIDROENERGETICO DE AMERICA LATINA

ENERGIA FIRME

Referencia:

PAÍS	INVENTARIADO				ESTIMADO (6)	TOTAL GENERAL (7)=(6)+(8)	DISPONIBLE (8)=(6)+(4)	% (3) (7) x 100				
	APROVECHADO		NO APROVECHADO (4)	TOTAL INVENTARIADO (5)=(3)+(4)								
	EN OPERACION (1)	EN CONSTRUCC. (2)										
MW	GWh/año	MW	GWh/año	MW								
TOTAL												

### 3. TERMINOLOGIA BASICA

La terminología básica que se define en este capítulo, fundamentalmente se refiere a aquella empleada para el cálculo del Potencial Hidroenergético Inventariado (2.2.5.) y se ve reflejada en la estructura del cuadro 5, salvo el caso de los términos de Energía Media Anual Bruta Superficial de Escrriamiento-EBS (3.8.1) y Energía Bruta Lineal-EBL (3.8.2) que se aplica solamente para los cálculos del potencial hidroenergético estimado basados en el potencial bruto superficial de escrriamiento (2.2.1.) y en el potencial bruto lineal (2.2.2.), las que son utilizadas en los cuadros 1 y 2 respectivamente.

#### 3.1. PERIODOS HIDROLOGICOS

3.1.1. PERIODO HIDROLOGICO UTILIZADO - TU.— Intervalo de tiempo para el cual se dispone una serie de caudales naturales afluentes al aprovechamiento. Esta serie puede resultar de registros fluviométricos en el mismo sitio del aprovechamiento, o de registros fluviométricos y/o pluviométricos en la propia cuenca y/o cuencas vecinas, siempre que la transferencia de información se base en correlaciones confiables.

3.1.2. PERIODO HIDROLOGICO CRITICO - TCRT.— Intervalo de tiempo en el cual los embalses son totalmente utilizados para generación de energía eléctrica, en virtud de condiciones hidrológicas desfavorables, o sea el período en el cual el sistema de almacenamiento evoluciona de lleno a vacío. Para centrales a filo de agua que funcionen sin regulación y aisladamente, se considera como período hidrológico crítico el año más seco del período hidrológico utilizado.

#### 3.2. CAUDAL

3.2.1. CAUDAL MEDIO - QMED; ( $m^3/s$ ).— Es la media aritmética de los caudales a lo largo del período hidrológico utilizado, (3.1.1.).

3.2.2. CAUDAL GARANTIZADO AL 95% - QG95; ( $m^3/s$ ).— Caudal con una seguridad hidrológica del 95%, basado en caudales mensuales.

3.2.3. CAUDAL MEDIO DEL PERIODO CRITICO - QCRT; ( $m^3/s$ ).— Es la media aritmética de los caudales a lo largo del período hidrológico crítico, (3.1.2.).

3.2.4. CAUDAL REGULARIZADO POR EL EMBALSE - QREG; ( $m^3/s$ ).— Máximo caudal posible de ser garantizado, considerándose solamente el embalse como elemento aislado, para la serie de flujos afluentes al aprovechamiento en el período hidrológico utilizado (3.1.1.).

3.2.5. CAUDAL ESPECIFICO - QESP; ( $l/s/km^2$ ).— Caudal medio dividido por el área de drenaje que es aquella comprendida entre las divisorias de agua y el sitio considerado.

3.2.6. CAUDAL MEDIO DE LARGO PLAZO - QMLT ( $m^3/s$ ).— Es la media aritmética de los caudales a través de una larga serie hidrológica.

#### 3.3. VOLUMENES

3.3.1. VOLUMEN TOTAL - VTOT; ( $m^3$ ).— Volumen comprendido entre el nivel de agua máximo normal de operación del embalse (3.4.2.) y el nivel topográfico del mismo (3.4.7.).

POTENCIAL HIDROENERGETICO DE AMERICA LATINA									
ENERGIA MEDIA									
PAÍS	INVENTARIADO					ESTIMADO	TOTAL GENERAL	DISPONIBLE	% APROVECHADO
	EN OPERACION	EN CONSTRUCCION	TOTAL APROVECHADO	APROVECHADO	INVENTARIADO				
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (3) + (4)	(6)	(7) = (5) + (6)	(8) = (4) + (6)	(3) x 100 (7)
MW	GWh/año	MW	MW	GWh/año	MW	GWh/año	MW	GWh/año	%
TOTAL									

MW = Megavatio medio

3.3.2. VOLUMEN UTIL DE OPERACION - VU; ( $m^3$ ).— Volumen comprendido entre el nivel de agua máximo normal de operación (3.4.2.) y el nivel de agua mínimo normal (3.4.3.).

3.3.3. VOLUMEN UTIL AGUAS ARRIBA - VUA; ( $m^3$ ).— Sumatoria de los volúmenes útiles de operación de los aprovechamientos existentes o previstos aguas arriba.

#### 3.4. NIVELES

3.4.1. NIVEL DE AGUA MAXIMO MAXIMORUM - NMAX; (m).— Nivel máximo correspondiente a la avenida máxima de diseño del embalse.

3.4.2. NIVEL DE AGUA MAXIMO NORMAL - NMN; (m).— Nivel máximo para el cual el embalse se opera normalmente, preferiblemente referido al nivel del mar.

3.4.3. NIVEL DE AGUA MINIMO NORMAL - NMN; (m).— Nivel mínimo para el cual el embalse opera normalmente, preferiblemente referido al nivel del mar.

3.4.4. NIVEL DE RESTITUCION - NRES; (m).— Mayor valor entre el nivel del agua máximo del embalse aguas abajo y el nivel del agua en el canal de descarga, preferiblemente referido al nivel del mar.

3.4.5. NIVEL DE AGUA MEDIO - NMED; (m).— Nivel medio del embalse que debe ser elegido, según se trate de un aprovechamiento aislado o integrado entre los valores de los dos numerales siguientes:

3.4.5.1. NIVEL DE AGUA MEDIO DEL APROVECHAMIENTO AISLADO - NMAS; (m).— Nivel medio del embalse si la operación fuera aislada, esto es, cuando no se hubieran considerado los embalses aguas arriba. Se obtienen de la curva cota - volumen para el volumen definido por la expresión:

$$VMAS = VTOT - 0,5 \times VU; (m^3)$$

donde:

VMAS = Volumen medio del embalse aislado; ( $m^3$ )

VTOT = Volumen total (3.3.1.); ( $m^3$ )

VU = Volumen útil de operación (3.3.2.); ( $m^3$ )

3.4.5.2. NIVEL DE AGUA MEDIO DEL EMBALSE EN OPERACION INTEGRADA - NMIT; (m).— Nivel medio de operación cuando se consideran los embalses aguas arriba. Es obtenido en la curva cota - volumen para el volumen dado por la expresión:

$$VMIT = VTOT - \frac{0,5 VU^2}{VU + 0,5 VUA}; (m^3)$$

donde:

VTOT = Volumen total (3.3.1.); ( $m^3$ )

VU = Volumen útil de operación (3.3.2.); ( $m^3$ )

VUA = Sumatoria de los volúmenes útiles de los reservorios aguas arriba (3.3.3.); ( $m^3$ )

3.4.6. NIVEL DE REFERENCIA - NREF; (m).— Altitud aproximada sobre el nivel del mar, del nivel considerado como cota cero.

3.4.7. NIVEL TOPOGRAFICO - NTP; (m).— Representación de las alturas sobre el nivel del mar de los diferentes puntos del terreno del embalse.

#### i. CAIDA MAXIMA

3.5.1. CAIDA MAXIMA BRUTA - HMAB; (m).— Diferencia entre el nivel máximo normal de operación (3.4.2.) del embalse o de la cámara de carga y el nivel de restitución (3.4.4.) sin considerar las pérdidas hidráulicas, o sea:

$$HMAB = NMN - NRES; (m).$$

3.5.2. CAIDA MAXIMA NETA - NMN; (m).— Altura máxima bruta menos la pérdida hidráulica y puede ser calculada como:

$$HMN = HMAB \times (1 - PC); (m).$$

donde:

PC = Coeficiente de pérdidas hidráulicas en las conducciones forzadas, excluyendo las ineficiencias de los equipos eléctromecánicos. En general se considera PC=3% para centrales con generación a pie de presa y PC=13% para centrales con conducciones largas y altas caídas en relación a la altura de la presa.

#### 6. CAIDA MEDIA NETA (HMED); (m).

Caída media del aprovechamiento que debe ser elegida entre los dos valores de los numerales siguientes: 3.6.1. ó 3.6.2., según se trate de un aprovechamiento aislado o integrado:

3.6.1. CAIDA MEDIA NETA DEL APROVECHAMIENTO AISLADO - HMAS; (m).— Diferencia entre el nivel de agua medio del aprovechamiento aislado o nivel de la carga (3.4.5.1.) y el nivel de restitución (3.4.4.), tomando en cuenta las pérdidas hidráulicas, o sea,

$$HMAS = (1 - PC) \times (NMAS - NRES); (m)$$

donde:

NMAS = Nivel de agua medio del aprovechamiento aislado (3.4.5.1.); (m)

NRES = Nivel de restitución (3.4.4.); (m)

3.6.2. CAIDA MEDIA NETA DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO - HMIT; (m).— Diferencia entre el nivel de agua medio del embalse en operación integrada (3.4.5.2.) y el nivel de restitución (3.4.4.) tomando en cuenta las pérdidas hidráulicas, o sea:

$$HMIT = (1 - PC) \times (NMIT - NRES); (m)$$

donde:

NMIT = Nivel de agua medio del embalse en operación integrada (3.4.5.2.); (m)

NRES = Nivel de restitución (3.4.4.); (m)

### 3.7. AREA INUNDADA

- 3.7.1. AREA INUNDADA MAXIMA - AMAX; (km<sup>2</sup>).— Área anegada cuando el nivel de agua se encuentra en su nivel máximo maximorum (3.4.1.).
- 3.7.2. AREA INUNDADA MAXIMA DE OPERACION NORMAL - AMAN; (km<sup>2</sup>).— Área inundada cuando el nivel del agua se encuentra en su nivel máximo normal de operación (3.4.2.).
- 3.7.3. AREA INUNDADA MINIMA DE OPERACION - AMIN; (km<sup>2</sup>).— Área inundada cuando el nivel de agua se encuentra en su nivel mínimo normal (3.4.3.).

### 3.8. ENERGIA

3.8.1. ENERGIA MEDIA ANUAL BRUTA SUPERFICIAL DE ESCURRIMIENTO - EBS O POTENCIA BRUTO SUPERFICIAL DE ESCURRIMIENTO.— Es la producción energética teórica anual (o la potencia media equivalente), correspondiente a toda el agua disponible en la cuenca, actuando con una caída bruta igual a la altura media de la cuenca y a cien por ciento de eficiencia. El agua disponible, es igual a la precipitación promedio anual menos pérdidas. (2.2.1.), osea el caudal medio anual.

El método para determinar el potencial bruto superficial, supone la división de la cuenca objeto del estudio en pequeñas cuencas tributarias (subcuenca).

El potencial teórico superficial se deduce a partir de las siguientes fórmulas (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EBS = 0.00981 \times 8.76 \sum_{i=1}^N Q_i \times H_i; [\text{GWh/año}]$	$EBS = 0.00981 \sum_{i=1}^N Q_i \times H_i; [\text{MW}]$

donde:

i = Número de orden de la subcuenca.

N = Número de subcuenca consideradas.

$Q_i$  = Caudal medio anual de escurreimiento en la subcuenca i; (m<sup>3</sup>/s).

$H_i$  = Elevación media de la subcuenca i (m), dada por la media de la diferencia entre las cotas más altas y más bajas de la subcuenca i.

Como alternativa, en el caso de que no se disponga del caudal de escurreimiento sino del volumen de escurreimiento, se presentan las siguientes fórmulas:

$EBS = \frac{V \times H}{367 \times 10^6}; [\text{GWh/año}]$	$EBS = \frac{V \times H}{8.76 \times 367 \times 10^6}; [\text{MW}]$
--	---

H = Elevación media de la cuenca en m.

V = Volumen de escurreimiento anual en m<sup>3</sup>.

3.8.2. ENERGIA BRUTA LINEAL - EBL O POTENCIA BRUTA LINEAL.— Corresponde a energía teórica (o potencia media equivalente) producida por el caudal medio del curso de agua a lo largo del cauce de cada corriente de una cuenca, región o país y con una eficiencia del ciento por ciento.

El método práctico para calcular la energía o el potencial bruto lineal es el siguiente:

- Cada río o curso de agua de la cuenca en estudio se divide en tramos limitados por los puntos de confluencia de tributarios consecutivos; es conveniente que esos tramos no tengan más de 10 km. de largo.
- En cada tramo se calcula la energía o el potencial bruto por las siguientes fórmulas (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EBL = 0.00981 \times 8.76 \times \bar{Q} \times \Delta Z; [\text{GWh/año}]$	$EBL = 0.00981 \times \bar{Q} \times \Delta Z; [\text{MW}]$

donde:

$\bar{Q}$  = Promedio de los caudales en cada extremo del tramo (m<sup>3</sup>/s.).

$\Delta Z$  = Diferencia de niveles entre los extremos del tramo (m).

- El potencial bruto lineal del río se obtiene acumulando progresivamente, de aguas arriba hacia aguas abajo, el potencial bruto lineal de cada uno de los tramos estudiados.
- El potencial bruto lineal se determina para el caudal medio ( $\bar{Q}$ ) y para los caudales con seguridad hidrológica del 90% y 50%, los cuales representan, en este orden, la disponibilidad promedio mínima y más probable del recurso hidráulico.

(1) Se presentan como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según la preferencia de cada país.

(2) MW = Megavatio Medio.

3.8.3. ENERGIA FIRME - EFIR; (GWh/año o en MW).— Máxima generación energética continua posible de un aprovechamiento que puede ser garantizada, considerándose la serie de caudales naturales afluentes conocidos para el período hidrológico utilizado. Se deberá considerar la energía firme del aprovechamiento aislado o integrado en un sistema según el caso que resulte aplicable, escogiendo el procedimiento señalado en uno de los dos numerales siguientes:

3.8.3.1. ENERGIA FIRME DEL APROVECHAMIENTO AISLADO - EFAS.— Energía firme considerándose solamente el aprovechamiento aislado. Esta energía puede ser calculada ya sea a través de la simulación de la operación aislada de este aprovechamiento, o de modo simplificado a través de las siguientes expresiones (1):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EFAS = 0.0859 \times REND \times HMAS \times QREG; [GWh/año]$	$EFAS = 0.00981 \times REND \times HMAS \times QREG; [MW]$

donde:

REND = Eficiencia global del equipamiento electromecánico, expresada en fracción decimal. En general se utiliza  $REND=0.86$ .

HMAS = Caída neta del aprovechamiento aislado (3.6.1.) (m).

QREG = Caudal regularizado por embalse (3.2.4.).

En caso de centrales sin embalse, no se regula el caudal y éste puede obtenerse de 1.1 QG 95%.

3.8.3.2. ENERGIA FIRME DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO - EFIT.— Energía firme que el aprovechamiento es capaz de producir durante el período crítico de sistema.

Esta energía puede ser calculada ya sea a través de la simulación de la expresión de la operación integrada de todos los aprovechamientos que componen el sistema a lo largo del período hidrológico crítico (3.1.2.), o de manera simplificada a través de las siguientes expresiones (II):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EFIT = 0.0859 \times REND \times HMIT \times [QCRT + (VU + VUA)/TCRT]; [GWh/año]$	$EFIT = 0.00981 \times REND \times HMIT \times [QCRT + (VU + VUA)/TCRT]; [MW]$

donde:

REND = Eficiencia global del equipamiento electromecánico expresado en fracción decimal. En general se utiliza  $REND=0.86$ .

HMIT = Caída neta del aprovechamiento integrado (3.6.2.). (m). Tener en consideración que cuando se trata de aprovechamiento a filo de agua, sustituir HMIT por HMAN; caída máxima neta (3.5.2.).

QCRT = Caudal medio del período crítico (3.2.3.), ( $m^3/s.$ ).

VU = Volumen útil de operación (3.3.2.), ( $m^3$ ).

VUA = Volumen útil aguas arriba (3.3.3.), ( $m^3$ ).

TCRT = Duración del período crítico del sistema; (s).

(1) Se presentan como alternativas fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en  $MW$  o en  $GWh/año$ , según la preferencia de cada país.

(2)  $MW$  = Megavatio Medio.

3.8.4. ENERGIA MEDIA - EMED; ( $GWh/año$  o en  $MW$ ).— Valor promedio de la energía producida por el aprovechamiento a lo largo del período hidrológico utilizado. Se deberá considerar la energía media del aprovechamiento aislado o integrado en un sistema según el caso que resulte aplicable.

3.8.4.1. ENERGIA MEDIA DE APROVECHAMIENTO AISLADO - EMAS.— Valor promedio de la energía producida por el aprovechamiento aislado a lo largo del período hidrológico utilizado.

Este valor puede ser calculado a partir de la simulación de la generación del aprovechamiento aislado o de manera simplificada a través de las siguientes expresiones (I):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EMAS = 0.0859 \times REND \times HMAS \times QMED \times CTU; [GWh/año]$	$EMAS = 0.00981 \times REND \times HMAS \times QMED \times CTU; [MW]$

donde:

QMED = Caudal medio (3.2.1.), ( $m^3/s.$ ).

CTU = Coeficiente de turbinación, expresado en fracción decimal. Volumen total turbinado/volumen total afluente.

REND = Eficiencia global del equipo electromecánico, expresada en fracción decimal. En general se utiliza  $REND=0.86$ .

HMAS = Caída media del aprovechamiento aislado (3.6.1.), (m).

En caso de no disponer de mejor información se sugiere utilizar  $CTU = 0.90$ .

(I) Se presentan como alternativas, fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en  $MW$  o en  $GWh/año$ , según preferencia de cada país.

(2)  $MW$  = Megavatio Medio.

3.8.4.2. ENERGIA MEDIA DEL APROVECHAMIENTO INTEGRADO - EMIT.— Energía media que el aprovechamiento es capaz de producir cuando se simula la operación del sistema a lo largo del período hidrológico utilizado. De manera simplificada, esta energía puede ser calculada a través de las siguientes expresiones (I):

Energía expresada en [GWh/año]	Energía expresada en [MW] (2)
$EMIT = 0.0859 \times REND \times HMIT \times QMED \times CTU; [Gwh/año]$	$EMIT = 0.00981 \times REND \times HMIT \times QMED \times CTU; [MW]$
donde:	
REND = Eficiencia global del equipo electromecánico, expresada en fracción decimal. En general se utiliza 0.86.	
HMIT = Caída media neta del aprovechamiento integrado (3.6.2); m.	
QMED = Caudal medio (3.2.1.), (m <sup>3</sup> /s.).	
CTU = Coeficiente de turbinación (volumen total turbinado/volumen total afluente).	
En caso de no disponer de mejor información se sugiere utilizar CTU = 0.90.	

### 3.9. POTENCIA INSTALABLE - PINS; (MW).

Potencia de la central medida en los bornes de los generadores.

### 3.10. FACTOR DE CAPACIDAD - FC.

Relación entre la energía media (3.8.4.) y la potencia instalable (3.9.), y se obtiene de las siguientes expresiones (1):

Cálculo de FC, con energía expresada en GWh/año	Cálculo de FC, con energía expresada en MW (2)
$FC = EMED/8.76 PINS$ donde: EMED en GWh/año PINS en MW	$FC = EMED/PINS$ donde: EMED en MW PINS en MW

(1) Se presentan como alternativas fórmulas en las que los términos de energía pueden ser expresados en MW o en GWh/año, según preferencia de cada país.

(2) MW = Megavatio Medio.

### 3.11. NUMERO DE UNIDADES

Número de conjuntos turbina - generador del aprovechamiento.

### 3.12. INVERSION ESTIMADA (US\$).

Costo total estimado para la construcción de la central hidroeléctrica en dólares en diciembre de 1980, se deberán incluir los siguientes:

- Costos directos (obras civiles, equipos electromecánicos y auxiliares).
  - Costos de expropiación y servidumbres.
  - Costos de estudios de pre - inversión (desde inventario hasta diseño de ejecución).
  - Costos de ingeniería y administración local y central del proyecto.
  - Costos de infraestructura directamente asociados al proyecto (canteras, campamentos, carreteras, suministro de energía para la obra, servicios, etc.).
  - Imprevistos.
- No deben incluirse:
- Costos financieros.
  - Subestación elevadora o sistemas de transmisión.
  - Escalamiento de costos.

### 3.13. INVERSION UNITARIA (US\$/kW).

Relación entre la inversión estimada (3.12.) y la potencia instalable (3.9.).

### 3.14. NIVEL DE CONOCIMIENTO.

Grado de avance de los estudios o ejecución, de acuerdo a la clasificación en el capítulo 1.

### 3.15. ENTRADA EN OPERACION

Año de inicio de la operación. Cuando sea posible determinar.

**PARTE II**

**PLAN DE EJECUCION DE  
LA EVALUACION**

## **1. ESTRATEGIA DE ACCION REGIONAL**

Considerando que una mayor utilización de los recursos hidroenergéticos disponibles y en consecuencia una reducción significativa del consumo de hidrocarburos para fines de generación de energía eléctrica, es una meta que debe ser alcanzada y que, por otra parte, la planificación del empleo de la hidroenergía requiere de un conocimiento razonablemente preciso de los recursos disponibles, se confirma la importancia de realizar, en forma sistemática y con bajos costos, el levantamiento de dichos recursos. Una metodología que permite efectuar esta evaluación se presenta en este documento elaborado por OLADE.

Con la finalidad de alcanzar los objetivos antes mencionados, resulta necesario y fundamental definir los medios para hacer efectiva la utilización de la metodología propuesta, y establecer los alcances y procedimientos a ser adoptados para su divulgación.

Este trabajo tendrá como punto de partida los contactos que realizará la Secretaría Permanente de OLADE con los gobiernos de los países miembros, los que serán informados de las actividades previstas, ubicados en el contexto del Programa Latinoamericano de Cooperación Energética - PLACE.

Básicamente la divulgación será hecha por equipos que visitarán grupos de países, donde se realizarán conferencias justificando el uso de la metodología de evaluación así como los detalles de su aplicación en el caso particular de cada país. De preferencia, estos equipos estarán integrados por técnicos que hayan participado en las actividades del I Grupo de Trabajo, de la I Reunión del Grupo Asesor de Hidroenergía de OLADE y/o del I Seminario Latinoamericano de Hidroenergía. La difusión deberá ser iniciada en los países donde se supone ocurrirán las mayores dificultades para la realización del levantamiento.

Durante la realización del trabajo será posible identificar los diferentes grados de información básica disponible, necesaria para la evaluación de los recursos hidroenergéticos y, principalmente, la disponibilidad de cuadros técnicos nacionales capaces de realizarla. Despues de este diagnóstico se establecerá qué países están aptos para suministrar asistencia técnica y cuáles la requieren.

A continuación OLADE, de acuerdo con los países miembros, estaría en condiciones de organizar el trabajo de asistencia técnica durante la misma evaluación de recursos hidroenergéticos, ya sea enviando equipos de técnicos a los países que los necesitan o coordinando el envío de técnicos de los países con mayores limitaciones a aquellos países que se encuentran en niveles más adelantados de desarrollo relativo a la evaluación de recursos hídricos.

Considerando que las actividades de divulgación, asistencia técnica, procesamiento de datos y consolidación de los resultados requerirán de recursos para su desarrollo, es imprescindible asegurar los fondos necesarios para ello.

## 2. ACTIVIDADES PARA LA EJECUCION DE LA EVALUACION

Tal como se señala en la metodología propuesta, la evaluación se desarrollará sobre la base de INFORMACION EXISTENTE sea ésta a nivel de inventarios, proyectos o centrales existentes, reconocimientos globales o estimaciones y es por esto que el proceso de evaluación deberá tener un carácter periódico, en función del desarrollo del conocimiento sobre el recurso.

Para la primera evaluación se espera contar con un consolidado regional por países y cuencas en octubre de 1983, referido a la fecha base de diciembre de 1981. En el capítulo 3, relativo al cronograma, se señala un programa de evaluaciones periódicas.

Las actividades propuestas para la realización de la evaluación de los recursos hidroenergéticos son las siguientes:

### ACTIVIDAD 1: COORDINACION INICIAL, COMPROMISOS Y DIFUSION DE LA METODOLOGIA

Acompañando al envío del documento definitivo de la metodología debidamente perfeccionada, la Secretaría de OLADE deberá proponer a nivel ministerial, el desarrollo de la evaluación inicial de recursos hidroenergéticos en cada país, se sugerirán plazos de ejecución, se solicitará la designación de la contraparte nacional y se anunciará el envío de una misión con 2 ó 3 días de duración, formada por expertos que asistieron al grupo de trabajo, grupo asesor y al I Seminario Latinoamericano de Hidroenergía para coordinar los detalles de la ejecución de la evaluación, realizar aclaraciones e identificar eventuales necesidades de asistencia técnica.

La distribución inicial de los documentos deberá estar acompañada o seguida de conferencias en cada país, sobre la aplicación de la metodología, en la cual participen funcionarios de alto nivel y profesionales de los ministerios e instituciones responsables; y luego serán difundidas a las instituciones profesionales y universitarias interesadas.

Las conferencias podrán realizarse como parte de las actividades de las visitas para promover y coordinar la ejecución de la evaluación en cada país, que se describen en el siguiente numeral, en consecuencia será necesario involucrar en ellas a los expertos de diversos países que han participado en las reuniones donde se elaboró y perfeccionó la metodología propuesta, como parte de las actividades del PLACE.

Al término de la misión se esperaría identificar los compromisos alcanzados en cuanto a contraparte nacional, plazos de ejecución y requerimientos de asistencia técnica, los cuales serán formalizados mediante intercambio de cartas entre el Secretario Ejecutivo y los Ministros responsables.

### ACTIVIDAD 2: EJECUCION DE LA EVALUACION

La evaluación será realizada por las instituciones nacionales designadas como contraparte, según la metodología propuesta por OLADE. Cabe precisar que la evaluación se basa en datos existentes y estimaciones y no requerirá la realización de estudios específicos para este fin.

OLADE prestará asesoramiento a todos los países en cuanto a la interpretación y aplicación de la metodología y sólo en el caso particular de los países que lo requieran, se facilitará asistencia técnica directa para la elaboración de la evaluación y la capacitación del equipo nacional responsable. Los alcances de la asistencia técnica se señalan en el capítulo 4 de esta Parte II del documento.

### ACTIVIDAD 3: REUNIONES SUBREGIONALES

Con el fin de aclarar dudas en la aplicación de la metodología de evaluación se realizarán reuniones subregionales en las que participarán expertos de OLADE y funcionarios de las instituciones nacionales que se encuentren realizando la evaluación de sus recursos hidroenergéticos. En principio se ha pensado que estas reuniones podrían ser tres, así:

- Reunión subregional de el Caribe.
- Reunión subregional de Centroamérica y México.
- Reunión subregional de América del Sur.

### ACTIVIDAD 4: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

Los países enviarán el resultado de sus evaluaciones a la Secretaría Permanente de OLADE en los plazos comprometidos y la Secretaría procesará la información a nivel regional para la primera evaluación. De preferencia deberá considerarse el desarrollo de un programa de computación que permita el almacenamiento, actualización y clasificación múltiple de la información.

El consolidado regional será difundido entre los países y sus instituciones y podrá constituir una base para promover un mayor apoyo de las instituciones financieras internacionales para el desarrollo hidroenergético de la región, tanto en lo referente a la identificación de necesidades de preparar inventarios, como al financiamiento de proyectos específicos.

### ACTIVIDAD 5: GRUPO DE TRABAJO REGIONAL

Al término de las actividades asociadas a la primera evaluación del potencial regional, se realizará un Grupo de Trabajo en el cual se hará una apreciación de los resultados alcanzados en la evaluación; se propondrán mejoras a la metodología de OLADE, a la luz de la experiencia asimilada en el proceso de evaluación, para complementarla.

### ACTIVIDAD 6: II SEMINARIO LATINOAMERICANO DE HIDROENERGIA

Una vez que se cuente con la información procesada de la evaluación, se realizará un II Seminario Latinoamericano de Hidroenergía con el fin de analizar los datos obtenidos, establecer una estrategia regional para el desarrollo hidroenergético y delinear las bases de la cooperación regional para la realización de inventarios.

## ESQUEMA DE ACTIVIDADES DEL PLAN PROPUESTO POR OLADE

ACTIVIDADES	EJECUTOR
1. Coordinación Inicial, compromisos y difusión de la Metodología.	OLADE y Países
2. Ejecución de la Evaluación →	Países y Asesoría de C
3. Reuniones Subregionales →	OLADE y Países
4. Procesamiento de la Información. →	OLADE.
5. Grupo de Trabajo Regional →	OLADE y Países.
6. II Seminario Latinoamericano de Hidroenergía. →	OLADE y Países

Detalles de las Actividades:

- 1. Conferencia en los Países (Ministerios).  
– Establecimiento de compromisos señalando programas y plazos de ejecución.  
– Organización de Contraparte Nacional.  
– Coordinación de detalles para ejecutar la evaluación.  
– Conferencias a entidades responsables o interesadas.
- 2. Ejecución de la Evaluación → – Aplicación de la Metodología.
- 3. Reuniones Subregionales → – Conferencias aclaratorias para aplicación de la metodología.
- 4. Procesamiento de la Información. → – Almacenamiento.  
– Actualización.  
– Clasificación.  
– Difusión.
- 5. Grupo de Trabajo Regional → – Apreciación de resultados (1º evaluación).  
– Mejoras a la metodología para complementar la evaluación.
- 6. II Seminario Latinoamericano de Hidroenergía. → – Análisis de información procesada  
– Estrategia regional de desarrollo.  
– Cooperación regional para inventarios.

## 3. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Comprende el detalle de las actividades para la realización de la primera evaluación hasta noviembre de 1983, para el año base de 1981 así como las fechas previstas para el desarrollo de las sucesivas evaluaciones. Cabe señalar que el año base se deberá considerar solamente para las plantas instaladas o en construcción, para el resto de los aprovechamientos, ríos o cuencas, independientemente de su nivel de conocimiento o estudio se facilitará la información más reciente disponible.

### 3.1. CRONOGRAMA INICIAL

ACTIVIDADES	1983											
	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N		
1. Envío de documentos a Ministros e Instituciones responsables.												
2. Organización de Contraparte Nacional - Conocimiento de la Metodología.												
3. Comunicaciones de Coordinación.												
4. Organización y compromiso de expertos para difusión de la Metodología.												
5. Visita a países para difundir la Metodología y aclarar dudas en su utilización.												
6. Ejecución de la evaluación.												
7. Asesoría a Países que la requieran.												
8. Coordinación y selección de sedes para reuniones subregionales.												
9. Reunión Grupo de Trabajo Subregional de Hidroenergía-Caribe.												
10. Reunión Grupo de Trabajo Subregional de Hidroenergía-Centroamérica y México.												
11. Reunión Grupo de Trabajo Subregional de Hidroenergía-América del Sur.												
12. Elaboración del Programa de Procesamiento de Datos.												
13. Procesamiento de la Información.												
14. Actualización y Clasificación Final de Datos.												
15. Elaboración y Edición del Borrador de la Primera Evaluación.												
16. Grupo de Trabajo Regional.												

### **3.2. CRONOGRAMA DE EVALUACION PERIODICA**

Se propone un período de evaluación periódica de dos (2) años, considerando que las variaciones de los resultados dependerán principalmente de la realización y/o actualización de inventarios, estudios de proyectos específicos y puesta en marcha de nuevas centrales, procesos que normalmente tienen período de ejecución muy amplios. En consecuencia se propone el siguiente calendario:

EVALUACION	AÑO BASE	AÑO EJECUCION
1º	1981	1982 - 83
2º	1983	1984 - 85
3º	1985	1986 - 87

A partir de la tercera evaluación según el desarrollo del conocimiento del potencial hidroenergético de la región, se podrán considerar ciclos de evaluación de cinco años. No está por demás reiterar que los años base indicados son solamente relevantes en cuanto a plantas en construcción y en operación, requiriéndose la información más reciente a la fecha de elaboración de la evaluación para todos los demás casos.

### **4. ASISTENCIA TECNICA**

En el marco de las coordinaciones con los países, se identificarán aquellos que requieran asistencia técnica directa para la ejecución de la primera evaluación y entrenamiento de los profesionales de la unidad o institución nacional designada.

En principio se estima que once países requerirán asistencia técnica, cinco países en el área insular del Caribe, tres en Centro América y tres en Sud - América.

Se solicitará a los países que tengan mayor experiencia y capacidad de asistencia, que destaqueen expertos para proveer asistencia técnica en el marco del PLACE. La asistencia a otorgarse será por períodos aproximados de 15 días en cada país, lo cual requerirá un total de 5.5 expertos - mes y un número de 6 expertos, considerando la necesidad de desarrollo simultáneo de los trabajos.

## 5. COSTOS DEL PROGRAMA DE COOPERACION - AÑO 1983

### 5.1. DIFUSION DE LA METODOLOGIA DE EVALUACION, COORDINACION INICIAL Y COMPROMISOS

Se conformarán comisiones de difusión y coordinación para realizar visitas a los países de la región. Cada misión estará integrada por dos ingenieros. Se considerarán adicionalmente algunos viajes para cubrir requerimientos suplementarios de difusión.

CONCEPTO	MONTO US\$	Fondo PLACE	Aporte Contrapartes Nacion.
Pasajes: 16 x US\$ 2.000 c/u.	20.000	12.000	
Viáticos: 12 pers. x 25 d. x US\$ 70 c/u.	10.500	10.500	
Otros gastos en misión	2.650	1.750	
Total difusión, coordinación inicial y compromisos:	US\$ 33.150	24.250	

Los sueldos de los profesionales durante los días de la misión estarán a cargo de las instituciones nacionales que presten su cooperación al programa y su valor considerado como aporte del país al PLACE.

### 5.2. ASISTENCIA TECNICA DURANTE LA ETAPA DE EJECUCION DE LA EVALUACION

CONCEPTO	MONTO US\$	Fondo PLACE	Aporte Contrapartes Nacion.
Pasajes: 11 x US\$ 1.500 c/u.	7.500	4.900	
Viáticos: 11 pers. x 15 d. x US\$ 70 c/u.	5.250	6.300	
Otros gastos en misión	1.100	1.200	
Total asistencia técnica	US\$ 13.850	16.500	

Respecto a los sueldos de los profesionales de las misiones asesoras se considera el mismo supuesto de la actividad anterior.

### 5.3. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

Personal de apoyo, materiales, gastos de administración, imprevistos y difusión de la información.

CONCEPTO	MONTO US\$	Fondo PLACE	Aporte Contrapartes Nacion.
Total procesamiento de la información	US\$ 20.000		

### 5.4. REUNIONES SUBREGIONALES

Con el fin de aclarar dudas en la ejecución de la evaluación se realizarán tres reuniones subregionales con los representantes de las contrapartes nacionales, así:

— Reunión subregional de El Caribe.

- Reunión subregional de Centroamérica y México
- Reunión subregional de América del Sur.

### CONCEPTO

Total reuniones subregionales

MONTO US\$	Fondo PLACE	Aporte Contrapartes Nacion.
US\$ 40.000		

### 5.5. REUNION GRUPO DE TRABAJO

### CONCEPTO

Total reunión grupo de trabajo

MONTO US\$	Fondo PLACE	Aporte Contrapartes Nacion.
US\$ 10.000		

### 5.6. RESUMEN DE LOS COSTOS DURANTE EL AÑO 1983 DEL PROGRAMA DE COOPERACION PARA REALIZAR LA EVALUACION DE LOS RECURSOS HIDROENERGETICOS EN LOS PAISES MIEMBROS DE OLADE

### CONCEPTO

Difusión, compromisos	33.150	24.250
Asistencia técnica	13.850	16.500
Procesamiento de la información	20.000	
Reuniones subregionales	40.000	
Reunión Grupo de trabajo	10.000	
Costo de la evaluación - año 1983:	US\$ 117.000	40.750

(No incluye sueldos de los profesionales cuyo valor será considerado como aporte al PLACE por el país donante).

NOTA: En este presupuesto no se ha considerado el costo de la realización del II Seminario Latinoamericano de Hidroenergía, el mismo que se ha programado para 1984.

## **6. FINANCIAMIENTO**

### **6.1. METODOLOGIA, PROCESAMIENTO, CONSOLIDACION DE INFORMACION Y EDICION DE DOCUMENTOS**

Las reuniones de grupos de trabajo y del grupo asesor y el I Seminario Latinoamericano se financiaron con recursos del PLACE, la preparación y edición de documentos, y las visitas de coordinación a los países también serán cubiertos por la cuenta PLACE constituida por los aportes de los países miembros, instituciones internacionales, contrapartes locales y personal puesto a la disposición de OLADE por los países miembros y financiados por las instituciones nacionales, en este último caso su valor será considerado como aporte del país al PLACE.

### **6.2. EJECUCION DE LAS EVALUACIONES**

Serán financiadas por los países y las instituciones designadas para su elaboración.

La asistencia técnica requerida por los países con menor desarrollo relativo o limitada capacidad institucional, será financiada por fondos del PLACE asignados para este fin y expertos, en este último caso, su valor considerado como aporte al PLACE por el país donante.

### **6.3. GRUPO DE TRABAJO REGIONAL**

Será financiado con recursos del PLACE y de los países.

### **6.4. II SEMINARIO LATINOAMERICANO DE HIDROENERGIA**

El II Seminario Latinoamericano de Hidroenergía que se ha programado se realice en 1984 será financiado con recursos del PLACE y de los países, adicionalmente se gestionará el apoyo de instituciones financieras internacionales.

## **A N E X O S**

## A N E X O 1

### FUNDAMENTOS DEL CALCULO DEL POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO INDIVIDUALIZADO Y NO INDIVIDUALIZADO

Los términos energéticos tratados en este Anexo están expresados en  $\overline{MW}$  (Megavatios Medios).

#### A. POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO INDIVIDUALIZADO

Para los casos de aprovechamiento individualizados, la metodología adoptada es como sigue:

##### 1. SELECCION DE CUENCA S Y RIOS

En base a los antecedentes disponibles de estudios de reconocimiento y de inventarios, mapas topográficos, mapas geológicos, informes de vuelos y de visitas a las regiones, se definen las cuencas a ser estudiadas y sus límites son trazados sobre los mapas topográficos disponibles.

En las cuencas definidas, se escogen los ríos principales y aquellos afluentes que presentan, a primera vista, condiciones topográficas, geológicas e hidrológicas más favorables.

En el caso que algunos de los ríos escogidos preliminarmente no tengan perfiles topográficos longitudinales disponibles, los mismos podrán ser trazados utilizando las informaciones de los mapas topográficos y datos diversos de cotas obtenidas de otras fuentes, tales como mapas de carreteras y mapas de rutas aéreas.

En el trazado de los perfiles, se procura identificar accidentes naturales tales como cascadas y rápidos, poblaciones situadas en las márgenes de los ríos y carreteras, además de los afluentes principales. También se deben tomar en cuenta la existencia de fronteras con otros países, para la división del potencial, y para evitar alteración del nivel de agua en esas fronteras cuando se trate de los ríos en países consecutivos.

Las escalas horizontales y verticales son escogidas en función de la precisión de la información disponible.

Al concluir el trazado de los nuevos perfiles y la revisión de los ya existentes, una nueva selección de los ríos, considerados como los de mayor potencialidad desde el punto de vista hidroeléctrico, puede ser realizada, quedando finalmente algunos de ellos seleccionados.

##### 2. DIVISION DE CAIDAS Y CALCULO DE AREAS DE DRENAJE

Sobre los perfiles de los ríos seleccionados son preliminarmente localizados los aprovechamientos en función de las características topográficas y geológicas de cada localización.

En la mayor parte de los casos, para el nivel de agua de cada embalse escogido es adoptada la cota natural del río coincidente con el canal de fuga del aprovechamiento inmediatamente superior, medido en escala en los perfiles, procurando siempre evitar la inundación de ciudades u obras importantes. Así queda definida la división de caídas de cada río.

En base a las localizaciones seleccionadas sobre los perfiles longitudinales, los

mismos son identificados sobre los mapas topográficos disponibles, procediendo a continuación a la limitación de las áreas de drenaje de los posibles aprovechamientos y su cálculo por planimetría.

Debe señalarse que revisiones futuras podrán indicar incompatibilidades altimétricas, topográficas, geográficas en la caracterización de esos aprovechamientos.

Dado que las evaluaciones de gabinete tienen por finalidad el conocimiento global del potencial, la identificación de las localizaciones en esta fase no deberán ser tomadas como una selección definitiva de las mismas, pues tienen solamente el propósito de evaluar el número aproximado de localizaciones a ser estudiadas a nivel de inventario y los costos consecuentes de esos estudios.

### 3. ESTIMADO DE LOS CAUDALES REGULARIZADOS

Considerando que la estimación de la energía puede ser producida en un aprovechamiento, es función del producto del caudal regularizado y de la caída líquida media multiplicada por un factor donde interviene el rendimiento de los equipos de generación, se trata inicialmente de estimar aquel caudal regularizado, para esto muchas veces es necesario definir los caudales medios de largo plazo QMLT de las secciones consideradas. Donde existan largas series hidrométricas, esto no constituye un problema, pero para algunas áreas, los valores a ser adoptados sólo pueden ser obtenidos mediante un profundo análisis de los pocos datos pluviométricos y fluviométricos existentes. En algunos casos, donde la información fluviométrica es escasa o nula, puede basarse en los datos de cuencas adyacentes con características pluviométricas, topográficas y geológicas semejantes.

Los caudales regularizados son obtenidos multiplicando los caudales (QMLT) por coeficientes estimados, tal como se indica a continuación:

- A partir de estudios de circulación e integrado de todas las centrales hidroeléctrica inventariadas en las diversas cuencas del país, se calcula para cada aprovechamiento el coeficiente de regularización  $\alpha$  que es la relación entre el caudal medio turbinado durante el período crítico QCRT y el QMLT.
- Considerando las condiciones de regularización de estas cuencas con las cuencas que están siendo materia de estimación, puede estimarse coeficientes análogos para otros, teniendo en cuenta que las pérdidas por evaporación estarían incluidas en tales coeficientes.
- Si esos estudios no fueran disponibles, se recomienda adoptar valores entre los siguientes rangos:
  - Aprovechamiento con regularización e integrados a un sistema,  $\alpha = 0.70$ .
  - Aprovechamientos aislados a filo de agua,  $\alpha = 0.40$ .

### 4. ESTIMADO DE LAS CAIDAS (Ver figura 1)

Tanto para las localizaciones de aprovechamientos que en el futuro serán integrados y con regularización, como para las localizaciones aisladas y a filo de agua, la caída líquida media (HMAS) es tomada como igual al 86% de la caída bruta máxima (HMAB) ( $HMAS = 0.86 \text{ HMAB}$ ).

En el cálculo de la energía, la diferencia entre aprovechamientos a filo de agua y los integrados es tomado en cuenta en el valor de  $\alpha$  antes señalado.

#### 4.1. Centrales con generación a pie de presa:

Se adopta una pérdida de carga en la conducción de 3% y vaciado hasta el nivel medio operativo igual a  $1/9 \text{ HMAB}$

$$\text{Así: } HMAS = (1 - 0.03) \times (1 - \frac{1}{9}) \times HMAB = 0.86 \text{ HMAB; (m)}$$

#### 4.2. Centrales con conducciones largas y altas caídas en relación a la altura de la presa.

Se adoptó en este caso externo una pérdida de carga en la conducción del 13% y el vaciado hasta el nivel medio operativo igual a  $\frac{1}{100} \text{ HMAB}$

$$\text{Así: } HMAS = (1 - 0.13) \times (\frac{99}{100}) \times HMAB = 0.86 \text{ HMAB; (m)}.$$

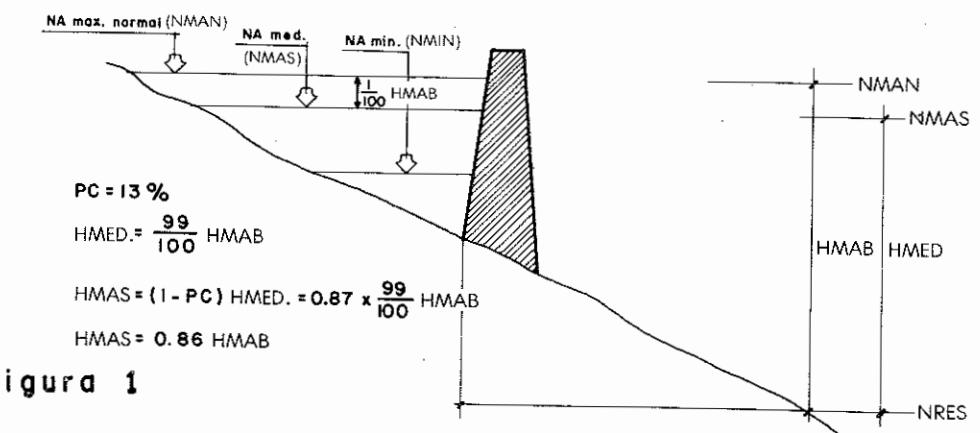
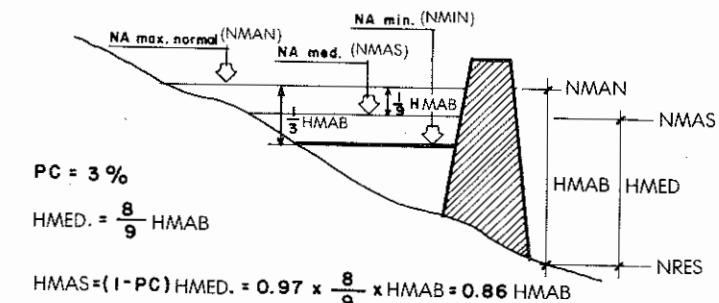


Figura 1

## 5. ESTIMADO DE LA ENERGIA FIRME, EFIR

La energía firme de cada aprovechamiento expresada en  $\overline{MW}$ , es calculada multiplicado por 0.0084 el producto del caudal regularizado por la caída líquida media de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$EFIR = 0.0084 \times QREG \times HMAS; [\overline{MW}]$$

donde:

QREG en  $m^3/s$   
HMAS en m

El coeficiente 0.0084 engloba el producto de:

- Aceleración de la gravedad
  - Densidad del agua
  - Eficiencia de la turbina (93%)
  - Eficiencia del generador (97%)
  - Eficiencia operativa (95%)
- Eficiencia global = 0.86 = REND

Usando los valores de QREG del item 3 y de HMAS del item 4, se tiene:

$$EFIR = 0.00722 \times \alpha \times QMLT \times HMAS; [\overline{MW}]$$

La energía media puede obtenerse suponiendo que la relación entre esta energía y la energía firme, encontrada para los aprovechamientos inventariados en una cuenca, se va a mantener para la totalidad de la misma englobando el potencial estimado y que la misma relación puede ser utilizada para cuencas semejantes.

Cuando no se disponga de esa información, se recomienda adoptar valores en el rango siguiente, para la relación entre energía firme y energía media ( $\beta = EFIR / EMED$ )

- Para aprovechamientos con regulación e integrados a un sistema  $\beta = 0.75$ .
- Para aprovechamientos aislados a filo de agua  $\beta = 0.45$

## B. POTENCIAL HIDROENERGETICO ESTIMADO NO INDIVIDUALIZADO

Se emplea este procedimiento de evaluación en ríos donde no se conoce el perfil detallado y en consecuencia no se identificarán aprovechamientos individualizados.

Se toman en consideración aspectos globales tales como:

- Aprovechamientos en cascada a lo largo del río con caídas repetidas uniformemente  $\Delta Z = nH; (m)$
- Caudal proporcional al cuadrado de la distancia del aprovechamiento considerado a la naciente  $Qri = \frac{Li^2}{L^2} \quad Qr = \left(\frac{Li}{L}\right)^2 \times Qr; (m^3/s)$
- Número de aprovechamientos entre  $n = 5$  y  $n = 25$
- Pérdidas de carga de 5% de la caída bruta

— Vaciado a medio volumen útil, igual a 1/9 de la caída bruta

— Rendimiento global de 80%.

Se llega a la expresión adoptada para la energía firme:

$$EFIR = 0.0025 \times Qr \times \Delta Z; [\overline{MW}]$$

donde:

$Qr = QREG; (m^3/s)$ - es el caudal regularizado en el punto más a nivel de la subcuenca; y

$\Delta Z (m)$ -diferencia de cotas entre la cabecera del río y el punto de nivel considerado, que inclusive puede ser la descarga de ese río, tal como se muestra a continuación (ver figura 2)

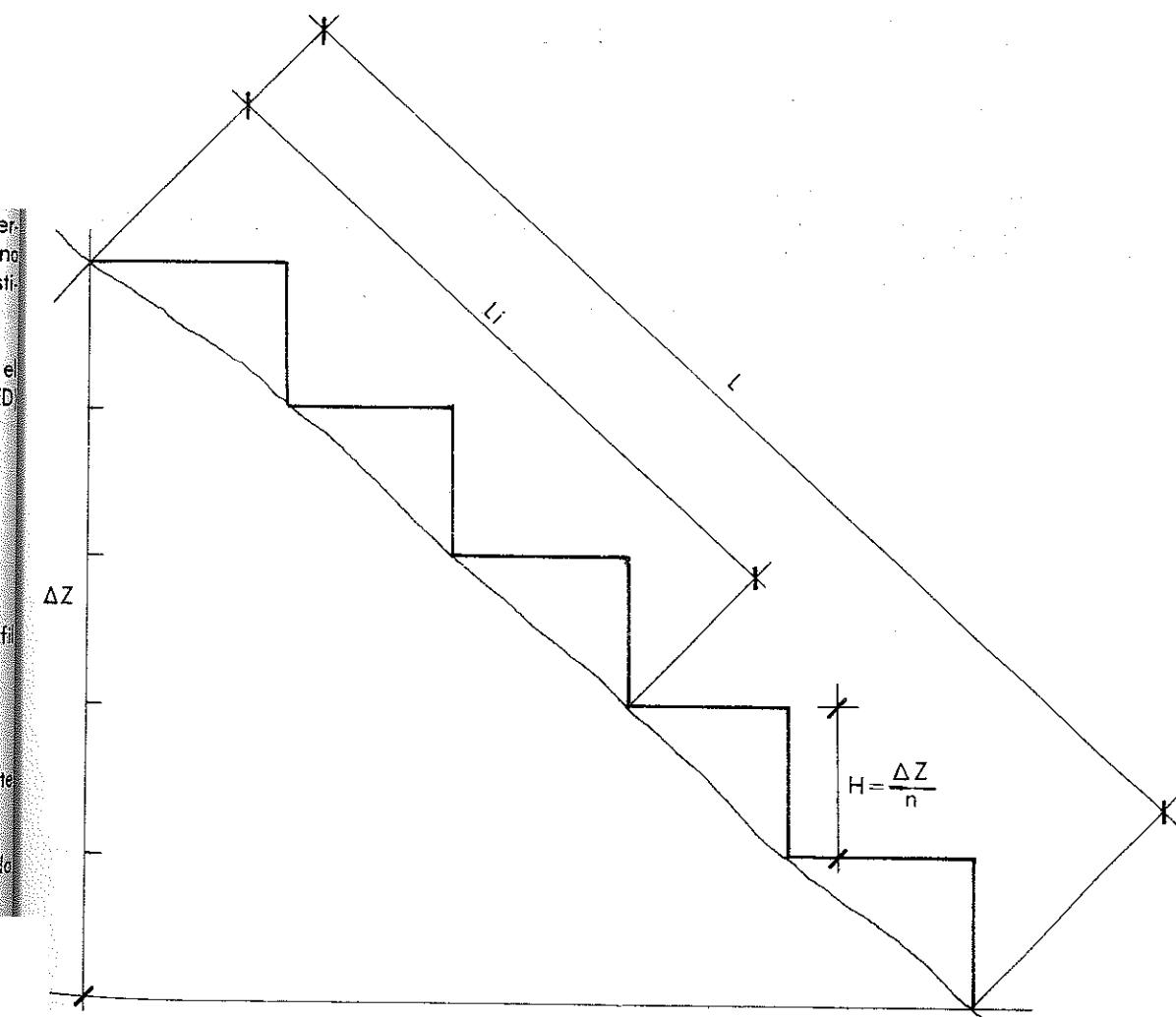


Figura 2

$$\begin{aligned}
EFIR &= 0.008 \times Q_{r1} \times H_{L1} + 0.008 \times Q_{r2} \times H_{L2} + 0.008 \times Q_{r3} \times H_{L3} + \dots \text{suponiendo } H_{L1}=H_{L2}=H_{L3} \\
&= 0.008 \times H_L (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
&= 0.008 \times 0.95 \left(1 - \frac{1}{9}\right) H (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
&= 0.008 \times 0.95 \left(\frac{8}{9}\right) \frac{\Delta Z}{n} (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
&= 0.008 \times \frac{0.84 \times \Delta Z}{n} (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
&= 0.0067 \times \frac{\Delta Z}{n} \times Q'_r \left[ \left(\frac{L_1}{L}\right)^2 + \left(\frac{L_2}{L}\right)^2 + \left(\frac{L_3}{L}\right)^2 + \dots \right] = \\
&= 0.0067 \times \frac{\Delta Z}{n} \times Q'_r \left[ \frac{1}{n^2} + \frac{4}{n^2} + \frac{9}{n^2} + \dots \right] = \\
&= 0.0067 \left[ n \times \frac{(n+1)}{6n^3} (2n+1) \right] Q'_r \Delta Z
\end{aligned}$$

Para  $5 \leq n \leq 25$   
Se obtiene:

$$EFIR \approx 0.0025 \times Q'_r \times \Delta Z; [\text{MW}]$$

Para expresar el valor de la energía firme en GWh/año, es necesario multiplicar el resultado obtenido en MW por 8,76

$$1 \text{ GWh/año} = 8.76 \times 1 \text{ MW}$$

## A N E X O 2

### REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

CIER.— ACTUALIZACION A 1979 DEL CATASTRO DE BALANCES Y RECURSOS ENERGETICOS EN EL AREA DE LA CIER. Proyecciones a 1985 y 1990. Documento preliminar - Bogotá-Colombia, 1982.

CATASTROS RECURSOS HIDROELECTRICOS DE NICARAGUA. Primera etapa, Managua-Nicaragua, Mayo de 1975.

OLADE.— ESTADISTICAS ENERGETICAS DE AMERICA LATINA. Quito-Ecuador, Noviembre de 1981.

CEPAL - OLADE.— EL POTENCIAL HIDROELECTRICO-ALTERNATIVA ENERGETICA Y DESAFIO INDUSTRIAL Y FINANCIERO PARA AMERICA LATINA. Documentos OLADE N° 18 primera edición Quito-Ecuador, 1981.

CEPAL.— ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO. E/CEPAL/CCE/SC.5./135-CEE/SC.5/GRIE/VIII/3/REV 2. Septiembre de 1980.

EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL-METODOLOGIA Y RESULTADOS. Dirección General de Electricidad. MEM Lima - Perú.

ICE.— EVALUACION DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS DE COSTA RICA. Departamento Programas de Generación. San José - Costa Rica, Julio de 1977.

ICE.— EVALUACION PRELIMINAR DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO EXPLOTABLE DE COSTA RICA. Dirección de Electrificación, San José - Costa Rica, Julio de 1978.

CNEN/NUCLEBRAS/ PETROBRAS/ELECTROBRAS.— GRUPO DE ANALISE DE METODOLOGIA DE BALANCES ENERGETICOS E DE MODELOS DE PLANEAMIENTO ENERGETICO. RELATORIO FINAL. Grupo de Trabajo do Ministerio dos Minas e Energia - Brasilia-Brasil, 1982.

INECEL.— MANUAL COMPUTARIZADO DE COSTOS DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS. MANUAL DEL USUARIO. Quito-Ecuador, Enero de 1982.

INECEL.— MANUAL DE DISEÑO DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS - NIVEL INVENTARIO. Quito-Ecuador. Abril de 1982.

INELECTRA-HARZA-EDELCA.— MANUAL DE COSTOS DE OBRAS DE APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO. NIVEL PREFACTIBILIDAD. Simulación Hidrológica de la cuenca del Río Apure hasta San Fernando de Apure. Venezuela. Caracas-Venezuela, Julio de 1980.

INECEL.— MANUAL COMPUTARIZADO DE COSTOS DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS - MANUAL DEL PROGRAMADOR. Quito-Ecuador, Abril de 1982.

INECEL.— MANUAL DE DISEÑO DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS - COMPUTARIZADO. Dirección de Planificación. Quito-Ecuador, Enero de 1982.

ELECTROBRAS.— MANUAL DE INSTRUCCIONES PARA ESTUDIOS DE INVENTARIO DE BACIA HIDROGRAFICA PARA APROVEITAMENTO HIDRELETTRICO DPE/DEGE. Rio de Janeiro-Brasil, setembro de 1977.

ELETROBRAS.— O POTENCIAL HIDRELETRICO DO BRASIL. II Simposio de Energía do Hemisferio Ocidental. Río de Janeiro-Brasil. Setembro 1980.

OEA.— PROYECTO DE ACTUALIZACION DEL INVENTARIO Y ANALISIS DE LA INFORMACION BASICA SOBRE RECURSOS NATURALES Y TEMAS PERTINENTES EN LA CUENCA DEL PLATA. Washington-USA. 1982. (Documento Preliminar).

CEPEL.— SISTEMA DE INVENTARIO DE BACIAS HIDROGRAFICAS (SINV) DESCRIÇÃO GERAL. 1288/79-A Relatório Técnico. ELETROBRAS. Río de Janeiro-Brasil, Agosto 1979.

### A N E X O 3

#### PARTICIPANTES EN LA PREPARACION DE ESTE DOCUMENTO

Del presente documento fue elaborado inicialmente como parte de las actividades preparatorias de la I Reunión del Grupo Asesor de Hidroenergía de OLADE, desarrolladas del 10 al 14 de mayo de 1982 en Quito.

Participaron en su elaboración:

Ing. Enrique Indacochea R. de S.  
Coordinador de Transferencia de Tecnología y Jefe del Programa de Hidroenergía de OLADE.

Ing. Nelson da Franca Ribeiro dos Anjos  
Jefe de la División de Recursos Hídricos ELETROBRAS/Brasil.

Ing. Jerson Kelman  
Departamento de Sistemas  
CEPEL/Brasil

Ing. Marcelo Novillo Barreno  
Dirección de Planificación  
INECEL/Ecuador.

Durante la I Reunión del Grupo Asesor de Hidroenergía realizada en Quito del 17 al 21 de mayo de 1982, el documento fue analizado y perfeccionado, habiendo participado en la ma:

Ing. Manuel Corrales V.  
Sub-Jefe de la Planificación Eléctrica  
ICE/Costa Rica.

Ing. Antonio Carlos Tatit Holtz  
Asistente de la Dirección de Planificación e Ingeniería ELETROBRAS/Brasil.

Ing. Marcelo Osorio  
Director de Planificación  
INECEL/Ecuador.

Ing. José María de Viana  
Director de Planificación de los Recursos Hidráulicos  
Ministerio de Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables  
Caracas - Venezuela.

Ing. Gustavo Camargo  
Coordinador de Inventario Nacional  
Caracas - Venezuela.

Ing. Marcelo Novillo  
Dirección de Planificación  
INECEL - Ecuador.

Ing. Enrique Indacochea R. de S.  
Coordinador de Transferencia de Tecnología y Jefe del  
Programa de Hidroenergía de OLADE.  
(Coordinador del Grupo Asesor).

Ing. Luiz Claudio Magalhaes  
Director Técnico  
OLADE.

Estuvo a cargo del Ing. Luiz Claudio Magalhaes, Director Técnico de OLADE, el establecimiento de pautas de orientación para el desarrollo de las actividades. Asimismo la instalación y clausura de la I Reunión del Grupo Asesor estuvo a cargo del Dr. Ulises Ramírez Olmos Secretario Ejecutivo de OLADE.

Este documento fue presentado al I Seminario Latinoamericano de Hidroenergía, realizado en Río de Janeiro - Brasil del 30 de agosto al 5 de septiembre de 1982, en el cual fue estudiado y complementado.

En esta reunión participaron los siguientes profesionales:

#### **BRASIL**

Ing. Norma Soares Bond  
Divisão de Recursos Hídricos  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  
ELETROBRAS.

Ing. Verlane Medeiros Wanderley  
Jefe de la División de Energía  
ELETROBRAS.

Ing. Jerson Kelman  
Pesquisador  
CEPEL.

Ing. Sergio Barbosa de Almeida  
Divisão de Recursos Hídricos.  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  
ELETROBRAS.

#### **ECUADOR**

Ing. Marcelo Novillo Barreno  
Dirección de Planificación  
INECEL.

Econ. Alfredo García  
Director de Asuntos Internacionales  
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGETICOS.

#### **GUATEMALA**

Ing. Orlando Arteaga Toledo  
Jefe Unidad Plan Maestro  
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION.

#### **PERU**

Ing. Enrique Crousillat Velasco  
Jefe Unidad de Planeamiento de Generación (Plan Maestro)  
ELECTROPERU.

#### **VENEZUELA**

Ing. José M. de Viana  
Director de Planificación de Recursos Hidráulicos  
MRNR.

Ing. Ricardo Juan Antonio Riverol  
Gerente de Planificación de Generación  
EDELCA.

Ing. José Francisco Acosta O.  
Gerente de Evaluación y Prospección Hidroeléctrica  
CADAFE.

#### **OLADE**

Ing. Luiz Claudio Magalhaes  
Director Técnico.

Ing. Enrique Indacochea  
Coordinador de Transferencia de Tecnología.

Ing. Luis Antonio Suárez  
Experto del Programa Regional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

LATIN AMERICAN ENERGY COOPERATION PROGRAM  
**PLACE**  
REGIONAL HYDROENERGY PROGRAM

**METHODOLOGY AND WORK PLAN  
FOR THE EVALUATION OF  
HYDROENERGY RESOURCES  
IN LATIN AMERICA**

July, 1983

## FOREWORD

Within the broader context of energy development, the hydroelectric development of Latin America has diverse origins. In some countries, it was spurred by the substitution of gas by electricity for public lighting purposes; and it tapped the flows and heads of rivers near the cities. In other cases, its initial development stemmed from mechanization requirements and, later on, the electrification of incipient industries such as textiles, tanneries, sawmills, sugar mills, etc., which sold their energy surpluses to the closest cities. In some countries, hydroelectricity was launched as a source of energy for agroindustrial and mining transformation processes, without being a significant component in the supply of urban services.

Afterwards, with the growth of the cities and, consequently, the electric power market associated with expanding industrial and commercial activities, as well as increasing residential demand, it became necessary to make a substantial increase in the installed power capacity. In many cases, this was accomplished through thermoelectric plants – given the distorting effect of the low oil prices prevailing at that time and despite inherent disadvantages as compared to hydro power: the requirements of a larger component of external technology with higher demands for personnel, equipment and maintenance.

Progressively, we began forgetting about the water resource; and it can be said that during more than half of this century, in many of the countries of the region the growth of the power supply was based on the use of a non-renewable resource, oil, and to a lesser extent, natural gas.

Nevertheless, as of the second half of the century, some countries began to evaluate their hydroenergy resources, especially in the rivers having the greatest potential (large flows or appreciable heads), in order to tap these for industrial development and urban expansion. They were hesitant but important actions, which gradually increased and allowed the development of utilities, engineering firms, construction companies, and in some countries, the production of capital goods to attend the growing demands of hydro power station construction.

Up to now, our countries have placed more attention on large developments, already identified, and only in some cases had these been given priorities within the context of a systematic inventory and the framework of a suitable knowledge of the technically and economically utilizable potential. It is evident that when hydro power projects are executed, they do not respond to coherent planning, which would

Edited by the  
Department of Information and  
Public Relations of OLADE.

This printing of 300 copies  
in Spanish and English  
was done in July 1983.

Printed in the workshops of the group  
NOVASS & PUEBLA ASSOCIATES  
Phones: 547-398 - 510-570  
QUITO, ECUADOR.

# INDEX

Page

	INTRODUCTION . . . . .	85
	OBJECTIVES . . . . .	87
	PART I: EVALUATION METHODOLOGY . . . . .	89
1.	LEVELS OF KNOWLEDGE . . . . .	91
2.	ELABORATION OF THE EVALUATION . . . . .	93
2.1.	Criteria Employed . . . . .	93
2.2.	Presentation of the Forms To Be Employed and Procedures for Their Completion . . . . .	94
2.2.1.	Hydroenergy Potential Based on Gross Surface Runoff Potential . . . . .	97
2.2.2.	Hydroenergy Potential Based on Gross Linear Potential . . . . .	99
2.2.3.	Non-individualized Estimated Hydroenergy Potential . . . . .	101
2.2.4.	Individualized Estimated Hydroenergy Potential . . . . .	104
2.2.5.	Inventoried Hydroenergy Potential . . . . .	106
2.2.6.	Hydroenergy Potential by Country: Installable Capacity, Firm Energy and Mean Energy . . . . .	108
2.2.7.	Regional Hydroenergy Potential: Installable Capacity, Firm Energy and Mean Energy . . . . .	109
3.	BASIC TERMINOLOGY . . . . .	109
3.1.	Hydrologic Periods . . . . .	115
3.1.1.	Utilizable Hydrologic Period . . . . .	115
3.1.2.	Critical Hydrologic Period . . . . .	115
3.2.	Water Flow . . . . .	115
3.2.1.	Mean Flow . . . . .	115
3.2.2.	95 o/o Guaranteed Flow . . . . .	115
3.2.3.	Mean Flow for the Critical Period . . . . .	115
3.2.4.	Flow Regularized by a Reservoir . . . . .	115
3.2.5.	Specific Flow . . . . .	115
3.2.6.	Long-term Mean Flow . . . . .	115
3.3.	Volumes . . . . .	115
3.3.1.	Total Volume . . . . .	115
3.3.2.	Useful Operating Volume . . . . .	116
3.3.3.	Useful Upstream Volume . . . . .	116
3.4.	Water Levels . . . . .	116
3.4.1.	Absolute Maximum Water Level . . . . .	116
3.4.2.	Normal Maximum Water Level . . . . .	116
3.4.3.	Normal Minimum Water Level . . . . .	116
3.4.4.	Level of Restitution . . . . .	116
3.4.5.	Mean Water Level . . . . .	116
3.4.5.1.	Mean Water Level of an Isolated Site . . . . .	116
3.4.5.2.	Mean Water Level of an Integrated Site . . . . .	116
3.4.6.	Level of Reference . . . . .	117
3.4.7.	Topographical Level . . . . .	117
3.5.	Maximum Head . . . . .	117

permit a progressive plant construction process. This gives rise to discontinuous action, geared to attend explosive increases in demand.

Aware that the potential of this resource available in the region is an important alternative and that within the plurality of electricity-generating sources, it can be used as a main component, OLADE has wanted to make available to the countries an instrument for assessing potential at the level of each country and the region as a whole, on the basis of existing knowledge.

The possibility of applying a uniform methodology will facilitate the consistent determination of magnitude of the resource and of the quality and depth of the knowledge existing on the same. This will also permit planning the development of inventories, within the framework of the PLACE, and elaboration of guidelines for medium- and long-term planning of harmonious development of the hydroelectric potential, based on the objective, quantified knowledge of the role that this should play in context of regional energy development.

The benefits of this action will be undoubtedly important for the countries and for the region given the tremendous magnitude of the still unutilized hydro potential. As a consequence, the results of the evaluation will constitute a guide for the development of regional cooperation in this field, which would in turn project actions oriented toward the use of hydroenergy as a fundamental lever in economic development of our countries. While an ambitious program in this regard will demand financial, technological and human resources, it can be conceived within the framework of a maximum development and use of our indigenous capabilities.

To the extent we respond to the need to promote a regional program of hydroenergy and other sources, to that extent will we be demonstrating that economic adjustments are not the only alternative for surmounting the current crisis. The decision to overcome the problems within a regional framework will lead us to elaborate instruments permitting effective solutions to the challenge of regional development, which, without excluding international cooperation, will maximize the use of the capacities and resources existing in our own region.

**ULISES RAMIREZ OLMO**

# INDEX OF FIGURES AND CHARTS

	Page
<b>FIGURES:</b>	
1. Example of a Topological Map of a Basin . . . . .	96
<b>CHARTS:</b>	
1. Estimated Hydroenergy Potential Based on Gross Surface Runoff . . . . .	98
2. Estimated Hydroenergy Potential Based on Gross Linear Potential . . . . .	100
3. Non-individualized Estimated Hydroenergy Potential . . . . .	103
4. Individualized Estimated Hydroenergy Potential . . . . .	105
5. Inventoried Hydroenergy Potential . . . . .	107
6. Hydroenergy Potential: Installable Capacity (MW) . . . . .	109
7. Hydroenergy Potential: Firm Energy . . . . .	110
8. Hydroenergy Potential: Mean Energy . . . . .	111
9. Latin American Hydroenergy Potential: Installable Capacity (MW) . . . . .	112
10. Latin American Hydroenergy Potential: Firm Energy . . . . .	113
11. Latin American Hydroenergy Potential: Mean Energy . . . . .	114
<b>PART I: HYDROLOGIC ASSESSMENT</b>	
3.5.1. Gross Maximum Head . . . . .	117
3.5.2. Net Maximum Head . . . . .	117
3.6. Net Mean Head . . . . .	117
3.6.1. Net Mean Head of an Isolated Site . . . . .	117
3.6.2. Net Mean Head of an Integrated Site . . . . .	117
3.7. Flooded Area . . . . .	118
3.7.1. Maximum Flooded Area . . . . .	118
3.7.2. Maximum Flooded Area for Normal Operation . . . . .	118
3.7.3. Minimum Flooded Area for Normal Operation . . . . .	118
3.8. Energy . . . . .	118
3.8.1. Gross Annual Mean Energy from Surface Runoff . . . . .	118
3.8.2. Gross Linear Energy . . . . .	119
3.8.3. Firm Energy . . . . .	119
3.8.3.1. Firm Energy in an Isolated Site . . . . .	119
3.8.3.2. Firm Energy in an Integrated Site . . . . .	120
3.8.4. Mean Energy . . . . .	121
3.8.4.1. Mean Energy in an Isolated Site . . . . .	121
3.8.4.2. Mean Energy in an Integrated Site . . . . .	121
3.9. Installable Capacity . . . . .	122
3.10. Capacity Factor . . . . .	122
3.11. Number of Units . . . . .	122
3.12. Estimated Investment . . . . .	122
3.13. Unit Investment . . . . .	123
3.14. Level of Knowledge . . . . .	123
3.15. Implementation (Start-up) . . . . .	123
<b>PART II: PLAN FOR IMPLEMENTING THE EVALUATION</b> . . . . .	125
1. STRATEGIES FOR REGIONAL ACTION . . . . .	127
2. ACTIVITIES FOR IMPLEMENTING THE EVALUATION . . . . .	128
3. SCHEDULE OF ACTIVITIES . . . . .	131
4. TECHNICAL ASSISTANCE . . . . .	133
5. COSTS OF THE COOPERATION PROGRAM 1983 . . . . .	134
6. FINANCING . . . . .	136
<b>APPENDICES</b>	
1. BASES FOR CALCULATING INDIVIDUALIZED AND NON-INDIVIDUALIZED ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIALS . . . . .	138
2. BIBLIOGRAPHY . . . . .	144
3. PARTICIPANTS IN THE PREPARATION OF THIS DOCUMENT . . . . .	146

## **1. INTRODUCTION**

The Twelfth Meeting of Ministers of OLADE, held in the Dominican Republic in November 1981, approved the Latin American Energy Cooperation Program (PLACE), which defines a set of priorities to promote regional energy development, within the framework of OLADE.

In this context, it has been established that hydroenergy is one of the sources whose development should be given priority, especially due to its abundance in the region; its renewable, non-polluting nature; and the amount of experience accumulated in Latin America, which lends it a high degree of viability because proven, mature technologies are used in its development.

The Latin American region has a technically and economically exploitable hydroelectric potential of approximately 620,000 MW, of which only 7 o/o is currently being tapped. Thus, we propose an intensive hydroenergy development which would allow us to be utilizing 55 o/o of the resource by the year 2000.

It is important to stress that hydroenergy development is not contradictory to the development of other energy sources such as coal and nuclear energy, which constitute a necessary option for some countries having small amounts of hydroenergy resources or for others close to saturating their possibility to use this source. Indeed, it will be necessary for the countries to adopt policies contemplating a balanced combination of the different energy sources in their plans for electric power development.

Hydroenergy development will create favorable conditions for the development of production activities geared to supplying materials and equipment, as well as an appreciable capacity for generating employment during construction processes. In terms of future economic effects, intensive electricity development and increased use of a renewable source of energy will contribute to creating conditions propitious for the electrification of transportation and industry.

The intensive development of hydroenergy opens up enormous potential for regional cooperation and complementation on the basis of electrical interconnections, the use of shared and consecutive basins, materials and equipment supplies and engineering development.

One of the major drawbacks for regional hydroenergy development is the difficulty of obtaining a reliable picture of the potential of each country and of the region as a whole, and, therefore, of defining regional cooperation and development strategies. It is for this reason that, within the framework of the PLACE, particular importance has been given to the task of evaluating the hydroenergy resources of the countries of the region.

In line with the priorities set forth in the PLACE, OLADE has defined the need to formulate a set of common procedures which would allow all the countries to quantify the magnitude of their hydro-energy resources in the short term and with a certain degree of precision, on the basis of the existing information available in each country. The evaluation will be done at the level of countries, basins, rivers, and specific sites.

It should be stressed that the only input for the first regional hydroenergy evaluation should be the basic information available in each country, without a survey to yield new information; however, it may be necessary to process or transform the existing data from hydroenergy inventories carried out previously.

The present document defines the general procedures to be considered in this effort to compile and synthesize data at the level of all the regional countries.

One objective of this endeavor is to obtain total values for the magnitude of the resource, with a degree of precision that will depend on the different levels of knowledge that each country possesses. This document contemplates the possibility of establishing both the potential of rivers and basins for which no specific studies exist, as well as the potential of the rivers and basins already inventoried and those of other hydroelectric sites under study, under construction or in operation.

Simultaneously, a work program has been prepared as part of this document; the first regional evaluation has been scheduled and two-year periodical cycles have been established for new evaluations.

The need for a periodical evaluation of the resource is derived from the fact that the reliability and accuracy of the results of each specific evaluation will depend on the amount of knowledge as of the date of its execution; and this knowledge will continuously increase and its quality will be improved.

After the general objectives of the hydroenergy resource evaluation and the specific objectives of this document have been established, in a first instance, the different levels of knowledge about the resources which could exist are defined according to a scheme that qualifies each of them. A set of procedures for the evaluation of the resource is proposed herein; its first part points out the criteria considered, followed by instructions for completing the forms that will synthesize the required information. These forms should be filled out by each country according to the level of knowledge on its hydroenergy resources and by OLADE, at the level of consolidation.

Later, a body of technical terms are defined for their use in the evaluation; these require identical interpretation by the participants in the process.

In sum, this document is directed to the State ministries or secretariats responsible for energy policy making and development planning in each country, as well as to the firms and institutions responsible for the evaluation and development of the hydroenergy resources, in order to make available to them a methodological instrument permitting the integral and consistent assessment of each country's hydroelectric potential, independent of the "level of knowledge" on the resources and parting from the principle that it is always necessary and possible to estimate hydroenergy potential and that the most advanced inventories and studies are a fundamental contribution to deepening this knowledge, to making it more precise and detailed, and to providing a better base for development planning.

Furthermore, the application of the methodology proposed in this document, in each country, by aggregation, will permit the construction of a coherent picture of regional potential and of the role that hydroelectricity will be able to play in the future energy development of Latin America and the Caribbean.

For the elaboration of this document, diverse regional experiences were considered, mainly the methodology developed by Brazil, complemented by similar experiences in Costa Rica, Ecuador, Peru and Venezuela. In addition, material prepared by the Committee of Regional Electric Integration (CIEP), the Economic Commission for Latin America (ECLA) and the Latin American Energy Organization (OLADE) was used for reference.

## 2. OBJECTIVES

For planned action in the development of an energy resource as important as is hydro power, it is necessary to have a reliable picture of its magnitude. For this reason, OLADE intends, with this document, to provide the Latin American countries with an instrument to expedite a better knowledge of their hydro-energy resources; for such knowledge will allow them to plan their development programs more soundly. Likewise, it will provide the countries with an overview of the regional hydroelectric potential and the implications this could have for their development within the framework of regional cooperation.

The objectives of the evaluation of regional hydroenergy potential have determined the scope of this document; or better still, the major objective of this document is to constitute a working tool to guide the resource assessment.

It is evident that the evaluation of hydroenergy resources, as a task at the national and regional levels, has objectives on two levels, which can be summarized as follows:

### a) NATIONAL OBJECTIVES

- Integral determination of the hydroenergy potential of a country, using current levels of available knowledge (estimates, inventories, projects, etc.).
- Familiarity with the level of knowledge about hydroenergy potential, i.e., determination of the depth, detail and accuracy of the knowledge on the resources in the various basins, rivers or regions of the country, in order to be able to identify gaps and the need for further studies or inventories.
- Availability of a better basis on which to define the role of hydroenergy in the country's future energy development.
- Comparison of the potential and basic features of development and use (mainly those inventoried) with those of other countries.
- Identification of experiences, similarities and differences in the development of the resource assessment and its features, with respect to those of other countries of the region, with a view to tapping experience and establishing areas of interest for bilateral and multilateral cooperation.
- Better knowledge on shared resources, which will contribute to a better definition of national policies in this regard.
- Better knowledge on the prospects for energy supply exchange in border areas.
- Availability of a base of knowledge on the magnitude and features of the resource, thereby permitting the definition of a policy for technology and for the manufacture of equipment and materials at the national level.

### b) REGIONAL OBJECTIVES

- To accomplish integral, consistent knowledge about the regional hydroenergy potential.
- To make available objective bases for identifying the needs for hydroenergy inventories in several regional countries.
- To define the concrete framework of the prospects for regional cooperation in the area of hydro-energy, particularly with reference to the process of inventory elaboration, through a concrete knowledge of both the need for technical assistance and existing availabilities and expertise.

- To contribute to the formulation of long-term hydroenergy development policies at the level of each country and the region as a whole, through integral knowledge about the resource in the context of other energy alternatives.
- To provide a reference base for future attempts at opening lines of financing for the development of hydroenergy inventories and later to finance joint studies and projects.
- To identify the possibilities for regional cooperation through the development of common basins; obviously, this objective is subject to the express sovereign will of the countries involved, which will define the possible role of OLADE in the efforts geared to this end.
- To pinpoint the magnitude and prospects for regional hydroenergy development with a view to establishing regional plans and defining the priorities for future action within the framework of the PLACE.
- To make available one systematic methodology for all of the region, in order to facilitate the efforts aimed at integration.
- To make available the reference base necessary for the evolution of knowledge about regional hydroenergy resources.

In sum, the OLADE methodology for evaluating hydroenergy resources has the goal of determining the magnitude of both available and utilized resources, in a consistent, coherent and homogeneous fashion and with a given level of approximation.

Once a common methodology has been elaborated, it is proposed to develop the evaluation process for hydroenergy resources in the region in successive, periodical stages. This constitutes the overall objective of this document, i.e., the definition of activities for a first assessment of the regional potential, to be followed by periodical evaluations, initially in two-year cycles and then in five-year intervals.

For the dissemination and application of the methodology, OLADE proposes a strategy of action for implementation according to basic guidelines, so as to permit coordination and technical assistance among the countries and their institutions, as may be necessary for the initial development of the evaluation. The activities proposed refer mainly to the first regional evaluation.

In order to obtain the most uniform and representative zoning possible, it has been thought useful to group the countries as follows:

GROUP I: Mexico

GROUP II: Barbados, Cuba, the Dominican Republic, Grenada, Guyana, Haiti, Jamaica, Suriname and Trinidad and Tobago.

GROUP III: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, and Panama.

GROUP IV: Bolivia, Colombia, Ecuador, Peru, and Venezuela.

GROUP V: Argentina, Chile, Paraguay, and Uruguay.

GROUP VI: Brazil.

## PART I

# EVALUATION METHODOLOGY

## 1. LEVELS OF KNOWLEDGE

The knowledge on the hydroelectric potential of a basin evolves gradually, becoming more and more precise as information on its physical features is made available, and as the office and field work that will permit the definition of head divisions and applications along the rivers is carried out.

Given the cost represented by obtaining information in the field, the level of this information deepens on the basis of a systematic process for establishing priorities. As a result, the level of information about hydroenergy resources is quite varied, so that in order to obtain total values for the energy potential, it is necessary to have a resource evaluation process that incorporates the values obtained from the different levels of knowledge, according to the stages of work indicated below:

- Estimates
- Inventories
- Feasibility
- Basic Design
- Execution Design
- Construction
- Operation

In the stages of study (from in-the-office up through feasibility), the quality and depth of the information is improved, ranging from bibliographical investigations, to aerial photogrammetric, hydrological, geological and geophysical studies, and concluding with basic engineering designs.

The work stages to define levels of knowledge or project development, presented in this chapter, are only indicative in nature; and the information required for the hydroenergy evaluation proposed herein can be obtained from any of the stages indicated.

LEVEL OF KNOWLEDGE	CHARACTERIZATION
ESTIMATES OR IN-OFFICE EVALUATIONS	— First evaluation of potential and definition of scopes, costs and deadlines for inventory studies.
INVENTORIES	— Definition of the utilizable energy potential of the hydrographic basins, by means of a study of the head divisions and a preliminary estimate of costs for each potential site.
FEASIBILITY	— Definition of the basic characteristics of each potential site and of a preliminary design. Economic and financial analysis, basis for procuring financing.
BASIC DESIGNS	— Definition of civil structures and the equipment to be installed, with a view to bidding, contracting, and execution of works.

## EXECUTION DESIGNS

– Development of detailed engineering for the construction of a hydroelectric station.

## CONSTRUCTION

– Execution stage.

## OPERATION

– Station built and generating electricity.

The classification presented constitutes a generalization, since there are differences among the classification used by the different countries, among which it should be mentioned that the use of the term "prefeasibility" is common for the more in-depth studies of the advanced inventory stage.

As a common point, it should be mentioned that from the level of feasibility on, in all of the countries the studies are done on individual hydroelectric development sites.

There are various procedures for carrying out in-office evaluations, i.e., global evaluations of theoretical potential, on the basis of runoffs and average heights, or linear potential evaluation processes, which can be adjusted to establish, approximately, the finally utilizable potential. Alternatively, methods can be applied to study sections of the rivers, without singling out individual locations; or individual sites can be studied within the sections, when there is enough information on the river profile.

In the inventory stage, projects are initially identified and development sequences are optimized in the diverse technical and economical criteria; this permits the selection of those projects where further field studies should be carried out in topography, geology, and hydrology, in order to determine the sites that should proceed to the feasibility stage.

The feasibility stage defines the features of the dam and related civil structures for a hydroelectric site, as well as the generation capacity to be installed and the expected energy production, along with the basic characteristics of the electromechanical equipment to be used. The social and environmental impacts of the scheme will be evaluated, including an economic and financial evaluation of the project and the definition of the time period in which it will be built.

The subsequent stages are developed after the construction of each hydro power station has been decided on.

In the stage of basic project or design, the civil structures are defined with sufficient detail so as to permit the determination of the amount of work to be contracted and the planning of its construction.

In this stage, too, the characteristics of the equipment to be installed are determined, with a view to its contracting and/or manufacture.

The execution design stage accompanies the construction process and includes detailed plans for each part of the work to be done.

Finally, in the construction and operation stages, a thorough knowledge of the resource is obtained both in terms of the costs and the energy production involved.

## 2. ELABORATION OF THE EVALUATION

### 2.1. Criteria Employed

In this evaluation it is considered that the most relevant parameters for determining the hydroenergy prospects are **firm energy**, **mean energy**, and **installable capacity** which are defined below.

The energy generation capacity of an interconnected system or a hydro power station will be measured in relation to the evaluation of its functioning, in accordance with the statistical series available on the natural flow of the rivers. This provides the basis for defining the concepts of firm energy and mean energy.

For the purposes of this document, **firm energy** is that energy which is one hundred per cent guaranteed for the statistical series of natural flows, in other words, the maximum continuous generation, with the hypothesis of future repetitions of the critical period for the known statistical series of natural flows.

To calculate firm energy in a reservoir system, the load that would lead to the full utilization of the reservoirs is determined by iteration, considering that the reservoirs of the hydro power stations will be full at the beginning, and simulating the system with a statistical series of monthly flows.

The period in which the reservoir level varies from the maximum to the minimum is known as the critical period of inflows for the interconnected system; this is determined by simulating the reservoir operation.

The **firm energy** of an interconnected system or hydro power station is the hydroenergy resource which is effectively available.

The **mean energy** is defined as the arithmetic mean of the energy that can be generated during all the period under consideration for the hydrological statistical series. It is usually greater than the firm energy since not all the years are as dry as the one corresponding to the critical period.

The difference between the energy demand and the mean energy will have to be supplied by other sources, usually of thermal origin, with the consequent additional fuel costs. Therefore, the average cost of the operation of the system is best characterized when the mean energy that can be generated by the hydro power stations is known.

The energy production of an interconnected system or a hydro power station can be greater than the mean energy produced over a short period of time, and this is convenient since the electric load is not constant and it is necessary to regulate the supply. The maximum energy production is limited by **installable capacity**.

The energy production of an interconnected system or hydro power station always refers to the period of generation; therefore, both the firm energy and the mean energy will be dimensionally equivalent to power. Thus, it is possible to use the average megawatt unit\* or GWh/year. The conversion of a value expressed in the first unit into the second is accomplished by multiplying the first value by 8.76.

In the forms this document presents for completion, firm energy and mean energy can be expressed in units of average Megawatts (MW) or in GWh/year, according to the system adopted in each country.

MW·year/year = average MW = continuous MW =  $\overline{MW}$ .

## 2.2. Presentation of the Forms To Be Employed and Procedures for Their Completion

The information to be compiled will be organized in various summary charts or forms, according to the level of knowledge on each basin, river section, individual hydroelectric development sites generation system.

For the most elementary stages of knowledge about the potential, i.e., for the estimates or in-offi evaluations, one of the first four forms will be used, according to the information available for each case. All of the basins and river sections where no hydroenergy inventory has been carried out fall within this category; therefore, alternative procedures are proposed for indirectly estimating firm energy, mean energy and installable capacity using existing data and simple mathematical calculations.

Chart 1 will be used for those basins in which the only available information is the theoretical gross potential, based on surface runoff.

Chart 2 will be used for those basins or river sections where the best available information refers to gross linear potential.

In those river sections where no profile is available and where, therefore, the potential sites have not been singled out, Chart 3 will be used.

In this way, no matter what the period for which a country's overall potential is evaluated, it will be composed of hydroelectric developments studied at the different levels defined above.

So that this information, obtained with different levels of precision, can be used in long-planning, it is necessary for the studies used to obtain the data to be compatible among themselves; keeping uniform evaluation criteria for the inputs and outputs.

The objective of this document is to define, for the purposes of this evaluation, a group of common procedures, in order to guarantee the greatest amount of homogeneity possible in the information to be compiled and in the presentation of the results.

The general criterion adopted herein was to be more conservative when the available information was less precise. This is true not only for the energy aspects but for the costs as well. For more rudimentary levels of knowledge, the energy output is under-estimated and the costs are overestimated, but the appreciation improves for higher levels of knowledge.

Finally, in those river sections where no inventory studies have been done, but where the profile is known and it is possible to make a preliminary identification of the potential applications, Chart 4 will be used.

The procedure to be followed to complete these charts is presented in items 2.2.1. through 2.2.4.

For these basins, river sections, and isolated or integrated developments found at a level of inventories or in later stages (feasibility, basic design, execution design, construction or operation), Chart 5 will be used. Its structure is more complex, and the procedure to be followed for this case is item 2.2.5.

It is recommended that the countries attach topological maps of each basin studied to these forms, for the purpose of indicating the relative location of the information. An example of a topological map of a basin under study is presented in Figure 1.

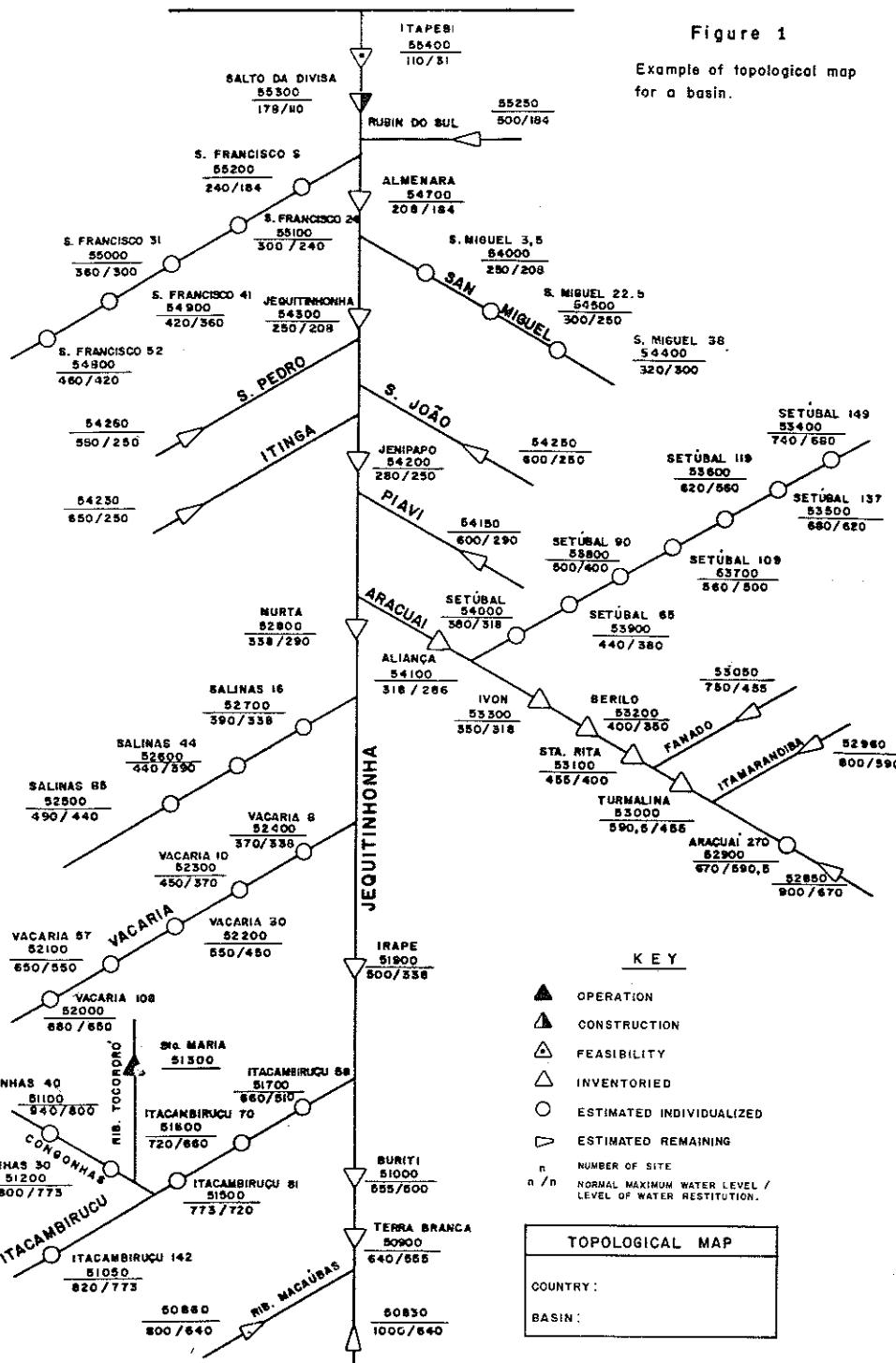
The three following forms (Charts 6,7, and 8) summarize the information from the first five and indicate the hydro power potential, expressed as installed capacity in MW (Chart 6); firm energy, in average MW and GWh/year (Chart 7); and mean energy, in average MW and GWh/year (Chart 8).

The other forms (Charts 9 , 10, and 11) are similar to the charts described in the foregoing paragraph, but they refer to information received from each country and show regionally consolidated data. They are to be filled out by OLADE on the basis of the information received.

As general information, it should be indicated that the coefficients which appear in the different formulas used in this document are the product of the experience of the authors and the participants in the Work Group, the Advisory Group and the First Latin American Seminar on Hydroenergy. For that reason they are of an indicative nature. In general, it is recommended that the values adopted by each country be used; but, should these be lacking, the suggested coefficients may be employed.

It should also be clarified that the information provided by the countries should not be repeated in the charts presented in this methodology, since that would make the overall result erroneously high.

## OCEAN



### 2.2.1. Estimated Hydroenergy Potential Based on Gross Surface Runoff Potential.

If for a given basin, region, or country, only the gross potential of the surface runoff is available (Chart 1), for the purposes of the present study, the firm energy can be calculated with the following formulas (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (a)
<b>1. Annual Firm Energy (EFIR)</b> $EFIR = K_1 \times \beta \times EBS [ \text{GWh/yr} ]$ with: EBS in GWh/yr	<b>1. Annual Firm Energy (EFIR)</b> $EFIR = K_1 \times \beta \times EBS [ \overline{\text{MW}} ]$ with: EBS in MW
EBS = annual gross mean energy from surface runoff, also known as gross surface potential. The $K_1$ and $\beta$ values are valid for the two formulas, and they can be taken as follows:	$K_1$ = coefficient relating mean energy to annual gross mean energy from surface runoff (theoretical potential). In the absence of better information, a value of 0.3 can be used.
$\beta$ = typical ratio estimated between firm energy and mean energy. This can be determined from better-studied basins; or, lacking a better value, this coefficient can be assumed equal to 0.7 (for basins where it would be possible to build annual or multi-annual storage dams) or 0.45 (in those basins where regulation possibilities are practically non-existent.)	$\beta$ = typical ratio estimated between firm energy and mean energy. This can be determined from better-studied basins; or, lacking a better value, this coefficient can be assumed equal to 0.7 (for basins where it would be possible to build annual or multi-annual storage dams) or 0.45 (in those basins where regulation possibilities are practically non-existent.)
<b>2. Mean Energy (EMED)</b> $EMED = EFIR/\beta$ (GWh/yr) with: EFIR in GWh/yr	<b>2. Mean Energy (EMED)</b> $EMED = EFIR/\beta$ ( $\overline{\text{MW}}$ ) with: EFIR in MW
<b>3. Installable Capacity (PINS)</b> $PINS = EMED/8.76 FC$ (MW) with: EMED in GWh/yr	<b>3. Installable Capacity (PINS)</b> $PINS = EMED/FC$ (MW) with: EMED in MW

The FC value is the same for both cases and it is assumed according to the following indications:

FC = capacity factor. In the absence of better information, assume FC = 0.5. This value is equivalent to the approximate average of the capacity factors of the electric power systems in the regional countries as a whole.

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country .

(2)  $\overline{\text{MW}}$  = average megawatts.

**CHART 1**

## ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL BASED ON GROSS SURFACE RUNOFF

**Country :** \_\_\_\_\_

**Reference:** \_\_\_\_\_

MW = average megawatts

#### 2.2.2. Estimated Hydroenergy Potential Based on Gross Linear Potential

For the river, basin, region, or country that has available only the gross linear potential (Chart 2), the firm energy can be calculated by means of the following formulas (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (a)
<b>1. Annual Firm Energy (EFIR)</b> $\text{EFIR} = K_2 \times \beta \times \text{EBL} \text{ [GWh/yr]}$ with: EBL in GWh/yr	<b>1. Annual Firm Energy (EFIR)</b> $\text{EFIR} = K_2 \times \beta \times \text{EBL} \text{ [MW]}$ with: EBL in MW
EBL = gross linear energy or gross linear potential (3.8.2)	
$K_2$ = coefficient relating mean energy to gross linear energy (gross linear potential). Lacking better information, a value of 0.4 can be assumed.	
$\beta$ = coefficient defined in 2.2.1.	
2. Utilizable Mean Energy (EMED)	2. Utilizable Mean Energy (EMED)
$\text{EMED} = \frac{\text{EFIR}}{\beta} \text{ [GWh/yr]}$ with: EFIR in GWh/yr	$\text{EMED} = \frac{\text{EFIR}}{\beta} \text{ [GWh/yr]}$ with: EFIR in MW
<b>3. Installable Power (PINS)</b> $\text{PINS} = \text{EMED}/8.76 \text{ FC [MW]}$ with: EMED in GWh/yr	<b>3. Installable Power (PINS)</b> $\text{PINS} = \text{EMED}/\text{FC} \text{ [MW]}$ with: EMED in MW
FC = capacity factor, defined in item 2.2.1. Its value is the same for both cases.	

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country.

(2)  $\overline{MW}$  = average megawatts

**ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL  
BASED ON GROSS LINEAR POTENTIAL**

Country: \_\_\_\_\_

Reference: \_\_\_\_\_

BASIN	RIVER	GROSS LINEAR POTENTIAL EBL		ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL				INSTALLABLE CAPACITY PINS MW	
				FIRM ENERGY EFIR		MEAN ENERGY EMED			
		MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr		
<b>TOTAL</b>									

MW = average megawatts

## 2.2.3. Non-individualized Estimated Hydroenergy Potential

This form (Chart 3) is used to supply information on the hydroenergy potential of river sections which offer good hydroenergy possibilities, but where there is no information on the river profile and, consequently, where it proves impossible to identify individual development sites.

The potential of the section is calculated in its total length, assuming that the available fall is integrally developed and used.

For each section where the initial and final elevations and the average water flow at the end are known, then firm energy can be calculated according to the following formulas:

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (2)
<b>1. Firm Energy (EFIR)</b>  $EFIR = 0.0219 \times QREG \times \Delta Z$ (GWh/yr)	<b>1. Firm Energy (EFIR)</b>  $EFIR = 0.0025 \times QREG \times \Delta Z$ (MW)

where:

QREG = regularized flow ( $m^3/s$ ) $\Delta Z$  = difference in elevations within the section (m) or the gross maximum head (m)

The coefficients used (0.0219 and 0.0025) are based on Appendix 1.

The regularized flow is obtained by multiplying the average flow by the regularization coefficient ( $\alpha$ ). If specific data are lacking, then it is recommended that  $\alpha$  be assumed as 0.6.

$$QREG = \alpha QMED \approx 0.6 QMED; [m^3/s].$$

In the case of a 95 o/o guaranteed flow, the regularized flow can be obtained by multiplying the flow by 2 or by 1.1, for water intakes with reservoirs or run-of-the-river intakes, respectively. While it is well known for run-of-the-river intakes, in applying this methodology, it is useful for the sake of uniformity to use the term "regularized flow" (QREG) as an instrument of calculation.

$$QREG = 2 \times QG 95\text{ o/o} (\text{intakes with reservoir}) [m^3/s] \text{ or}$$

$$QREG = 1.1 \times QG 95\text{ o/o} (\text{run-of-the-river intakes}) [m^3/s]$$

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country.

(2) MW = average megawatts.

Should it not be possible to determine the mean flow as the average of the flows for a historical series, its value can be approximated by means of the product of the specific flow for the zone multiplied by the drainage area.

The mean energy can be obtained considering that the ratio between firm energy and mean energy ( $\beta$ ), as deduced from some site in the basin that has been better studied, is constant for all the basin. When this information is not available, the  $\beta$  value should be selected in a range from  $\infty$  to 1. Lacking better information, a value of 0.7 can be assumed (for basins where it would be possible to build annual or multi-annual storage dams) or 0.45 (in those basins where regulation possibilities are practically non-existent).

The energy can be calculated using the following formulas (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (2)
<b>1. Mean Energy (EMED)</b>  $EMED = EFIR/\beta$ (GWh/yr) with: EFIR in GEh/yr	<b>1. Mean Energy (EMED)</b>  $EMED = EFIR/\beta$ (MW) with: EFIR in MW
When information is not available to determine the $\beta$ value, the values indicated in the following expressions can be used:	
a) $EMED = EIFR/0.7$ (GWh/yr) With storage possibilities, $\beta = 0.7$ b) $EMED = EFIR/0.45$ (GWh/yr) With almost non-existent regulation possibilities, $\beta = 0.45$ . with: EFIR in GWh/yr	a) $EMED = EFIR/0.7$ (MW) With storage possibilities, $\beta = 0.7$ b) $EMED = EFIR/0.45$ (MW) With almost non-existent regulation possibilities, $\beta = 0.45$ . with: EFIR in MW
<b>2. Installable Capacity (PINS)</b>  $PINS = EMED/8.76 FC$ (MW) with: EMED in GWh/yr	<b>2. Installable Capacity (PINS)</b>  $PINS = EMED/FC$ (MW) with: EMED in MW

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided  
alternatives according to the preference of each country.

(2)  $\overline{MW}$  = average megawatts.

ITAL

## 2.2.4 Individualized Estimated Hydroenergy Potential

This form (Chart 4) is used to supply information about the hydro power potential of rivers whose profiles and specific flows are known; therefore, it is possible to identify probable sites for hydroelectric developments.

These sites can be identified in the office and are, thus, not necessarily precisely located.

If only the estimated specific flow is available for each one of these sites, the mean flow is calculated by multiplying the estimated specific flow for the area by the drainage area. In the case that no further information is available, the regularized flow is obtained by multiplying the mean flow by the regularization coefficient ( $\alpha$ ). (See item 2.2.3.)

Energy is calculated from the following formulas:

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (2)
<b>1. Firm Energy (EFIR)</b> $EFIR = 0.063 \times QREG \times HMAB$ <p>[GWh/yr]</p>	<b>1. Firm Energy (EFIR)</b> $EFIR = 0.0072 \times QREG \times HMAB$ <p>[MW]</p>
where:	
$QREG$ = regularized flow ( $m^3/s$ )	
$HMAB$ = gross maximum head (m)	
The coefficients used (0.0631 and 0.0072) are based on Appendix 1.	
The mean energy and the installable capacity are obtained with the same methodology presented in item 2.2.3. and applied to each one of the tentatively identified sites.	
<b>2. Mean Energy (EMED)</b> $EMED = EFIR/\beta$ <p>[GWh/yr]</p> <p>with:</p> <p>EFIR in GWh/yr</p>	<b>2. Mean Energy (EMED)</b> $EMED = EFIR/\beta$ <p>[MW]</p> <p>with:</p> <p>EFIR in MW</p>
$\beta$ = coefficient defined in item 2.2.1. (Its value is the same for both cases)	
<b>3. Installable Capacity (PINS)</b> $PINS = EMED/8.76 FC$ <p>[MW]</p> <p>with:</p> <p>EMED in GWh/year</p>	<b>3. Installable Capacity (PINS)</b> $PINS = EMED/FC$ <p>[MW]</p> <p>with:</p> <p>EMED in MW</p>
$FC$ = capacity factor, defined in item 2.2.1. Its value is the same for both cases.	

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided alternatives according to the preference of each country.

(2) MW = average megawatts.

CHART 4

## INDIVIDUALIZED ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL

SISTEMAS

## 2.2.5. Inventoried Hydroenergy Potential

This procedure is geared to compiling the information corresponding to the hydroelectric developments whose level of study is at the inventory, feasibility, basic design or execution design stage or those already in the process of construction or operation (see Chapter 1).

The required information will be organized using Chart 5, which should be completed using as much of the existing information as possible for each of the sites.

Chapter 3 of this document presents an operational definition of each one of the elements of information required, along with the steps to be followed for a simplified estimate of some of them.

The information corresponding to the levels, heads, mean energy and firm energy of each location can be estimated considering an isolated unit or one integrated with a generation system. One or the other case should be chosen, as a function of the available information or of the adopted criterion with respect to which information is more relevant. Nevertheless, one sole group of values should be included corresponding to the integrated scheme, and the criterion adopted should be noted in the column for observations.

The information corresponding to the characteristic levels of the site should be expressed, preferably in meters above sea level; in those sites where the levels refer to another point of reference, the elevation above sea level of that point should be estimated.

The information corresponding to mean energy and firm energy will be expressed in units of average MW or GWh/year, according to the preference of each country.

In those sites where part of the requested information is not available, an estimate will be made; in this case, "EST" should be written into the column beside the data. In those cases where the value cannot even be estimated, due to a total lack of information, the corresponding space will be filled in with "NI" (no information).

Finally, it should be repeated that in compiling this information, no field work is anticipated; all the office work should be limited to organizing the existing information, to interpreting part of the information as a function of the operational definition adopted herein, and finally, to making simplified estimates for some of the information.

In Chart 5, the columns that have an asterisk (\*) must necessarily be filled out because the data requested therein are required for resource estimates. The information asked for in columns without an asterisk is complementary in nature, and it should be provided as a function of its availability.

**Country:** \_\_\_\_\_

## **INVENTORIED HYDROENERGY POTENTIAL**

~~MEW = AVERAGE MEGAWATT~~

**HYDROENERGY POTENTIAL**  
**Installable Capacity**  
**( MW )**

Country : \_\_\_\_\_  
 Reference : \_\_\_\_\_

2.2.6. Hydroenergy Potential by Country: Installable Capacity, Firm Energy and Mean Energy

These forms (Charts 6, 7 and 8) summarize the information indicated in the first five, by hydrographic basins, in terms of installed capacity in MW, firm energy in average MW and GWh/year, and mean energy in average MW and GWh/year, grouped according to the following levels of development:

- In operation
- Under construction
- Non-utilized (level of inventory, feasibility, basic design, or execution design).
- Estimated.

In the first two columns, the utilized potential is noted and in the next two columns, the available potential. In addition, the form shows the total inventoried, the total available, the general total and the percentage utilized in relation to the general total.

These forms should be completed by the countries, and they will provide a basis for the form referring to the region as a whole.

For firm energy, the value for the system's firm energy should be considered. If this value is not available, the firm energy of the isolated unit should be used.

It should be noted that the information contained in Charts 1, 2, 3 and 4 will be used to complete the column of estimates in Charts 6, 7 and 8; and the information from Chart 5 for the columns of "in operation", "under construction", and "non-utilized" will be transferred to Charts 6, 7 and 8.

2.2.7. Regional Hydroenergy Potential: Installable Capacity, Firm Energy and Mean Energy

These forms are similar to those used for hydro power potential, by country; they present a summary of each country's hydroenergy potential. These forms will be completed by OLADE, on the basis of the information supplied by the countries.

BASIN	INVENTORIED				Estimated	General Total	Available	% Utilized $\frac{(3)}{(7)} \times 100$
	UTILIZED		Non-utilized	Total Inv.				
	In Op. (1)	Constr. (2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(5)=(3)+(4)	(6)	(7)=(5)+(6)	(8)=(4)+(6)
TOTAL								

CHART 8

**Country :**

## HYDROENERGY POTENTIAL Firm Energy

Firm Energy

#### Reference

MW = average megawatts

# **HYDROENERGY POTENTIAL Mean Energy**

**Country :**

**Country :**

MW = average megawatts

LATIN AMERICA'S HYDROENERGY POTENTIAL  
Installable Capacity  
(MW)

CHART 9

Reference:

COUNTRY	INVENTORIED				Estimated	General Total (7) = (5) + (6)	Available (8) = (4) + (6)	% Utilized $\frac{(3)}{(7)} \times 100$				
	UTILIZED			Non-utilized (4)								
	In Op. (1)	Constr. (2)	Total (3) = (1) + (2)									
TOTAL												

112

CHART 10

Reference:

COUNTRY	INVENTORIED				Estimated	General Total (7) = (5) + (6)	Available (8) = (4) + (6)	% Utilized $\frac{(3)}{(7)} \times 100$				
	UTILIZED			Non-utilized (4)								
	In Operation (1)	Under Constr. (2)	Total (3) = (1) + (2)									
MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW				
TOTAL												

113

$\overline{MW}$  = average megawatts

### 3. BASIC TERMINOLOGY

The basic terminology defined in this chapter mainly refers to that used to calculate the Inventoried Hydroenergy Potential (2.2.5.), and it is reflected in the structure of Chart 5, except for the case of the terms for Annual Mean Energy, Gross Annual Mean Energy from Run-off -EBS (3.8.1.) and Gross Linear Energy -EBL (3.8.2.), which is applied only in calculating the estimated hydroenergy potential based on the gross potential of surface run-off (2.2.1.) and on the gross linear potential (2.2.2.), which are used in Charts 1 and 2, respectively.

#### 3.1. HYDROLOGIC PERIODS

- 3.1.1. UTILIZABLE HYDROLOGIC PERIOD - (TU): the time period for which a series of natural flows draining towards a given site are available. This series can result from fluvimetric recordings at the development site itself, or from fluvimetric and/or pluviometric readings in the basin and/or in neighboring basins, as long as the transfer of information is based on reliable correlations.
- 3.1.2. CRITICAL HYDROLOGIC PERIOD - (TCRT): the time period in which the reservoirs are completely used for the generation of electricity, because of unfavorable hydrological conditions, i.e., the period in which the storage system evolves from full to empty. For run-of-the-river stations that function without regulation and in isolation, this is considered to be the driest year of the hydrologic period utilized.

#### 3.2. WATER FLOW

- 3.2.1. MEAN FLOW-QMED ( $m^3/s$ ): this is the arithmetic mean of the flows during all of the utilizable hydrologic period (3.1.1.).
- 3.2.2. 95 o/o GUARANTEED FLOW-QG95 ( $m^3/s$ ): flow with a 95 o/o hydrological assurance, based on monthly flows.
- 3.2.3. MEAN FLOW FOR THE CRITICAL PERIOD - QCRT ( $m^3/s$ ): the arithmetic mean of the flows during all of the critical hydrologic period (3.1.2.).
- 3.2.4. FLOW REGULARIZED BY A RESERVOIR - QREG ( $m^3/s$ ): maximum flow possible to guarantee, considering only the reservoir as an isolated element, for the series of natural flows into the site, during the hydrologic period used. (3.1.1.).
- 3.2.5. SPECIFIC FLOW - QESP ( $1/s/km^2$ ): mean flow divided by the drainage area, which is that between the water dividers and the site under consideration.
- 3.2.6. LONG-TERM MEAN FLOW - QMLT ( $m^3/s$ ): this is the arithmetic mean of the flows over a long hydrologic series.

#### 3.3. VOLUMES

- 3.3.1. TOTAL VOLUME - VTOT ( $m^3$ ): volume included between the normal maximum level of reservoir operation (3.4.2.) and its minimum topographical level (3.4.7.).

LATIN AMERICA'S HYDROENERGY POTENTIAL												
Mean Energy												
COUNTRY	UTILIZED			INVENTORIED			Estimated			General Total (7) = (5) + (6)	Available (8) = (4) * (6)	Utilized % (3) x 100
	In Operation (1)	Under Constr. (2)	Total (3) = (1) + (2)	Non-utilized (4)	Total (5) = (3) + (4)	Inventoried (6)	Estimated (7)	Total (8) = (4) * (6)	Estimated (9)			
TOTAL	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	GWh/yr	MW	MW	GWh/yr	%

MW = average megawatts

CHART 11

3.3.2. USEFUL OPERATING VOLUME - VU ( $m^3$ ): volume included between the normal maximum level of operation (3.4.2.) and the normal minimum water level (3.4.3.).

3.3.3. USEFUL UPSTREAM VOLUME - VUA ( $m^3$ ): sums of the useful operating volumes of upstream sites, already existing or anticipated.

#### 3.4. LEVELS

3.4.1. ABSOLUTE MAXIMUM WATER LEVEL - NMAX (m): maximum level corresponding to the maximum design flood of the reservoir.

3.4.2. NORMAL MAXIMUM WATER LEVEL - NMAN (m): maximum level at which the reservoir operates normally, preferably referring to sea level.

3.4.3. NORMAL MINIMUM WATER LEVEL - NMN (m): minimum level at which the reservoir operates normally, preferably referring to sea level.

3.4.4. LEVEL OF RESTITUTION - NRES (m): highest value between the normal maximum level for the next reservoir upstream and the water level in the discharge canal, preferably referring to sea level.

3.4.5. MEAN WATER LEVEL - NMED (m): mean level of the reservoir, which must be selected from the two subsequent values (3.4.5.1. and 3.4.5.2.), according to the nature of the scheme (isolated or integrated).

3.4.5.1. MEAN WATER LEVEL OF AN ISOLATED SITE - NMAS (m): mean level if the dam in operation is isolated, i.e., when upstream reservoirs have not been considered. This is obtained from the elevation-volume curve for the volume defined by the following expression:

$$VMAS = VTOT - 0.5 \times VU \quad (m^3)$$

where:

VMAS = mean volume of the isolated reservoir ( $m^3$ )

VTOT = total volume ( $m^3$ ) (3.3.1.)

VU = useful operating volume ( $m^3$ ) (3.3.2.)

3.4.5.2. MEAN WATER LEVEL OF AN INTEGRATED SITE - NMIT (m): mean level of operation when the upstream reservoirs are considered. This is obtained from the elevation-volume curve for the volume given by the following expression:

$$VMIT = VTOT - \frac{0.5 VU^2}{VU + 0.5 VUA} \quad (m^3)$$

where:

VTOT = total volume ( $m^3$ ) (3.3.1.)

VU = useful operating volume ( $m^3$ ) (3.3.2.)

VUA = sum of the useful volumes of the upstream reservoirs ( $m^3$ ) (3.3.3.)

3.4.6. LEVEL OF REFERENCE - NREF (m): approximate altitude above sea level, from the level considered zero elevation.

3.4.7. TOPOGRAPHICAL LEVEL - NTP (m): representation of height above sea level of the different landmarks of the reservoir.

#### 3.5. MAXIMUM HEAD

3.5.1. GROSS MAXIMUM HEAD - HMAB (m): difference between the normal maximum water level (3.4.2.) of the reservoir and the level of restitution (3.4.4.), without considering hydraulic losses:

$$HMAB = NMAN - NRES \quad (m)$$

3.5.2. NET MAXIMUM HEAD - HMAN (m): gross maximum head less hydraulic losses:

$$HMAN = HMAB (1 - PC) \quad (m)$$

where:

PC = hydraulic loss coefficient in forced conductions, excluding the inefficiency of electromechanical equipment. PC is considered equal to 3 o/o for stations with generation at the foot of the dam and equal to 13 o/o for stations with long conductions and high heads with relation to the height of the dam.

#### 3.6. NET MEAN HEAD - HMED (m):

Mean head of the site, which must be selected from the two values below (3.6.1. and 3.6.2.), depending on its nature (isolated or integrated).

3.6.1. NET MEAN HEAD OF AN ISOLATED SITE - HMAS (m): difference between the normal mean level of an isolated site (3.4.5.1.) and the level of restriction (3.4.4.), taking into account hydraulic losses:

$$HMAS = (1 - PC) (NMAS - NRES) \quad (m)$$

where:

NMAS = mean level of the isolated site (m) (3.4.5.1.)

NRES = level of replacement (m) (3.4.4.)

3.6.2. NET MEAN HEAD OF AN INTEGRATED SITE - HMIT (m): difference between the normal mean level of an integrated site (3.4.5.2.) and the level of restriction (3.4.4.), taking into account hydraulic losses:

$$HMIT = (1 - PC) (NMIT - NRES) \quad (m)$$

where:

NMIT = mean level of the integrated site (m) (4.4.5.2.)

NRES = level of restriction (m) (4.4.4.)

### 3.7. FLOODED AREA

- 3.7.1. MAXIMUM FLOODED AREA -  $A_{MAX}$  ( $\text{km}^2$ ): submerged area, when the water level is at its maximum level (3.4.1.).
- 3.7.2. MAXIMUM FLOODED AREA FOR NORMAL OPERATION –  $A_{MAN}$  ( $\text{km}^2$ ): flooded area, when the water level is at its normal maximum level of operation (3.4.2.).
- 3.7.3. MINIMUM FLOODED AREA FOR NORMAL OPERATION -  $A_{MIN}$  ( $\text{km}^2$ ): flooded area when the water level is at its normal minimum level of operation (3.4.3.).

### 3.8. ENERGY

- 3.8.1. GROSS ANNUAL MEAN ENERGY FROM SURFACE RUNOFF - EBS - OR GROSS SURFACE RUNOFF POTENTIAL: this is the theoretical annual energy production (or the equivalent mean power) corresponding to all of the water available in the basin acting with a gross head equal to the average height of the basin and 100 o/o efficiency. The available water is equal to the average annual precipitation minus losses (2.2.1.), i.e., the annual mean flow.

The method to determine gross surface potential assumes the division of the basin for studies in small tributary basins (sub-basins).

The theoretical surface potential can be deduced from the following formulas (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in $\overline{\text{MW}}$ (2)
$EBS = 0.0098 \times 8.76 \sum_{i=1}^{i=N} Q_i H_i ; (\text{GWh/yr})$	$EBS = 0.0098 \sum_{i=1}^{i=N} Q_i H_i ; (\overline{\text{MW}})$

where:

$i$  = number of the sub-basin's order  
 $N$  = number of sub-basins considered  
 $Q_i$  = average annual runoff flow in sub-basin  $i$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ )  
 $H_i$  = average elevation of sub-basin  $i$  (m), given by the mean of the difference between the highest and lowest elevations of sub-basin  $i$ .

Alternatively, in the event that the runoff flow is not available, but rather the runoff volume, the following formulas can be used:

$EBS = \frac{V \times H}{367 \times 10^6} [\text{GWh/yr}]$	$EBS = \frac{V \times H}{8.76 \times 367 \times 10^6} [\overline{\text{MW}}]$
$H$ = average height of basin	
$V$ = annual runoff volume, in $\text{m}^3$	

- 3.8.2. GROSS LINEAR ENERGY - EBS - OR GROSS LINEAR POWER: this corresponds to theoretical energy (or equivalent mean power) produced by the average flow of the watercourse along the bed of each current of a basin, region or country, with a 100 o/o efficiency.

The practical method for calculating energy or gross linear potential is as follows:

- Each river or watercourse in the basin under study is divided into sections limited by the points of confluence of consecutive tributaries. It is useful for the sections to be no more than 10 kms. long.
- In each section, the gross potential or energy is calculated with the following formulas (1):

Energy expressed in GWh/yr	Energy expressed in $\overline{\text{MW}}$ (2)
$EBL = 0.00981 \times 8.76 \bar{Q} \times \Delta Z; [\text{GWh/yr}]$	$EBL = 0.00981 \bar{Q} \times \Delta Z [\overline{\text{MW}}]$

where:

$\bar{Q}$  = average flow at each end of the section ( $\text{m}^3/\text{s}$ )  
 $\Delta Z$  = difference in levels between the two ends of the section (m)

- The gross linear potential of the river is obtained by progressively accumulating the gross linear potential of each section studied, from upstream to downstream.
- The gross linear potential is determined for the mean flow ( $\bar{Q}$ ) and for the flows with a hydrological assurance of 90 o/o and 50 o/o, which represent, in this order, the average minimum availability and the most probable availability of the water resource.

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country.

(2)  $\overline{\text{MW}}$  = average megawatts.

- 3.8.3. FIRM ENERGY - EFIR (AVERAGE MW): maximum continuous electric power generation possible to guarantee from a given site, considering the series of natural flows into the site known for the utilizable hydrologic period firm energy should be considered for an isolated or integrated site, according to the applicable case, and the procedure should be chosen from among the following (3.8.1.1. or 3.8.1.2.).

- 3.8.3.1. FIRM ENERGY IN AN ISOLATED SITE - EFAS (average MW): this refers to the firm energy for only the isolated site. It can be calculated by simulating the isolated operation of this particular site or by simplifying on the basis of the following expressions (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in $\bar{M}W$ (2)
$EFAS = 0.0859 \times REND \times HMAS \times QREG;$ [GWh/yr]	$EFAS = 0.00981 \times REND \times QREG;$ [MW]
where:	
REND = overall efficiency of the electromechanical equipment, expressed as a decimal (m). In general, REND = 0.86.	
HMAS = net head of the isolated site (m) (3.6.1.)	
QREG = flow regularized by reservoir (m) (3.2.4.)	
In the case of stations without reservoirs, the flow is not regulated and it can be obtained from 1.1 QG 95 o/o.	
3.8.3.2. FIRM ENERGY IN AN INTEGRATED SITE - EFIT (average MW): the firm energy that a particular site is capable of producing during the system's critical period.	
This energy can be calculated either by simulating the expression of the integrated operation of all of the sites that compose the system, throughout the critical hydrologic period (4.1.2.), or by simplifying, using the following expressions (1):	
Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in $\bar{M}W$ (2)
$EFIT = 0.0859 \times REND \times HMIT \times [QCRT + (VU + VUA)/TCRT];$ [GWh/yr]	$EFIT = 0.00981 \times REND \times [QCRT + (VU + VUA)/TCRT];$ [MW]
where:	
REND = overall efficiency of the electromechanical equipment, expressed as a decimal. In general, REND = 0.86.	
HMIT = net head of the integrated site (m) (3.6.2.). Keep in mind that when dealing with a run-of-the-river site, HMIT is substituted for HMAN (the net maximum head (3.5.2.).)	
QCRT = mean flow for the critical period ( $m^3/s$ ) (3.2.3.)	
VU = useful operating volume for the site ( $m^3$ ) (3.3.2.)	
VUA = sum of the useful volumes for upstream reservoirs ( $m^3$ ) (3.3.3.)	
TCRT = duration of the system's critical period (s)	

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country.

(2)  $\bar{M}W$  = average megawatts.

3.8.4. MEAN ENERGY-EMED (GWh/year or MW): average value of the energy produced by the site during the utilizable hydrologic period. The mean energy of a site should be considered as a function of the applicable case (isolated or integrated).

3.8.4.1. MEAN ENERGY IN AN ISOLATED SITE-EMAS: average value of the energy produced by an isolated site throughout the utilizable hydrologic period.

This value can be calculated by simulating the generation of the isolated site or by simplifying, using the following expressions (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in $\bar{M}W$ (2)
$EMAS = 0.0859 \times REND \times HMAS \times GMED \times CTU;$ [GWh/yr]	$EMAS = 0.00981 \times REND \times HMAS \times OMED \times CTU;$ [MW]
where:	
GMED = mean flow ( $m^3/s$ ) (3.2.1.)	
REND = overall efficiency of electromechanical equipment	
HMAS = average level of the isolated site (3.6.1.)	
CTU = turbination coefficient, expressed as a decimal for the water volume passed through the turbines, divided by the total volume of inflow into the site.	
In the absence of better information, a value of CTU = 0.90 can be used.	

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided as alternatives, according to the preference of each country.

(2)  $\bar{M}W$  = average megawatts.

3.8.4.2. MEAN ENERGY IN AN INTEGRATED SITE EMIT: this is the mean energy that a site is capable of producing when the system's operation is simulated for all of the utilizable hydrologic period. It can be calculated in a simplified fashion by means of the following expressions (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (2)
$EMIT = 0.0859 \times REND \times HMIT \times QMED \times CTU; [GWh/yr]$	$EMIT = 0.00981 \times REND \times HMIT \times \bar{WMED} \times CTU; [MW]$
where:	
REND = global efficiency of electromechanical equipment expressed as a decimal. In general, REND = 0.86.	
HMIT = net mean head (m) of the integrated site (3.6.2.)	
QMED = mean flow (4.2.1.)	
CTU = turbination coefficient: total water volume passed through the turbines /total inflow into the site.	
In the absence of better information, assume CTU = 0.90.	

### 3.9. INSTALLABLE CAPACITY-PINS (MW)

Power range of the station, measured at the generator terminals.

### 3.10. CAPACITY FACTOR-FC:

The ratio between mean energy (3.8.4.) and installable capacity (3.9) is obtained from the following expressions (1):

Energy expressed in GWh/year	Energy expressed in MW (2)
Calculating FC, with energy expressed in GWh/year	Calculating FC, with energy expressed in MW (2)
$FC = EMED/8.76 PINS$ with: EMED in GWh/yr PINS in MW	$FC = EMED/\bar{PINS}$ with: EMED in MW PINS in MW

(1) Formulas where the energy can be expressed in terms of MW or GWh/year are provided alternatives, according to the preference of each country.

(2)  $\bar{MW}$  = average megawatts.

### 3.11. NUMBER OF UNITS

The number of turbine-generator units at the site.

### 3.12. ESTIMATED INVESTMENT (US\$)

The total estimated cost of the construction of a hydro power station, in December 198 dollars, including the following:

- Direct costs (civil structures, electromechanical and auxiliary equipment).
- Expropriation and right-of-way costs.
- Pre-investment study costs (from inventory to execution design).
- Costs of engineering and local and central administration of the project.
- Costs of the infrastructure directly associated with the project (boulders, camps, roadways, energy supply for the works, services, etc.)
- Unforeseen costs

The following should not be included:

- Financing costs
- Substations for voltage elevation or transmission systems.
- Cost escalation

### 3.13. UNIT INVESTMENT (US\$/KM):

The ratio between the estimated investment (3.12) and the installable capacity (3.9).

### 3.14. LEVEL OF KNOWLEDGE:

The degree of progress of studies or implementation in accordance with the classification established in Chapter 1.

### 3.15. IMPLEMENTATION (START-UP)

The year that operations are initiated, when it is possible to determine it.

**PART II**

**PLAN FOR IMPLEMENTING  
THE EVALUATION**

## **I. STRATEGY FOR REGIONAL ACTION**

Considering that a greater use of the available hydroenergy resources and, consequently, a significant reduction in hydrocarbon consumption for electric power generation purposes is one goal that must be accomplished, and that on the other hand planning the use of hydroenergy requires a reasonably accurate knowledge about available resources, the importance of a systematic, low-cost survey of these resources is thus confirmed. One methodology that makes it possible to carry out such an evaluation is set forth in the present document elaborated by OLADE.

In order to attain the aforementioned objectives, it becomes necessary and fundamental to define the means for making effective the use of the proposed methodology and to establish the scope and procedures to be adopted for their dissemination.

This work will have as a starting point the contacts to be made by the Permanent Secretariat of OLADE with the governments of the member countries, which will be informed about the anticipated activities as they are found in the context of the Latin American Energy Cooperation Program (PLACE).

Basically, dissemination will take place through teams that will visit groups of countries and give lectures justifying the use of the evaluation methodology as well as the details of its application in the particular case of each country. Preferably, these teams will be composed of technicians who have participated in the activities of the I Work Group, the I Meeting of the Advisory Group on Hydroenergy of OLADE and/or the I Latin American Seminar on Hydroenergy. Dissemination should begin in those countries where it is assumed that major difficulties could occur in carrying out the survey.

During the work it will be possible to identify the different degrees of basic information available and necessary for the hydroenergy resource assessment and primarily the availability of national technical teams capable of doing it. After the diagnosis, it will be established what countries are apt for supplying technical assistance and which ones will require it.

Then OLADE, in agreement with the member countries, would be in a position to organize the technical assistance work during the hydroenergy resource assessment itself, either by sending technical teams to the countries so requiring or by coordinating technical visits to countries with major limitations from those on more advanced levels of relative development in hydro resource evaluations.

Considering that the dissemination, technical assistance, data processing and result consolidation activities will require resources for their development, it is imperative to assure the necessary funds.

## 2. ACTIVITIES FOR IMPLEMENTING THE EVALUATION

As pointed out in the proposed methodology, the evaluation will be developed on the basis on **existing information**, whether this be at the level of inventories, existing projects or stations, global reconnaissance or estimates. For this reason, the evaluation process should be of a periodical nature, in line with the development of further knowledge on the resource.

For the first evaluation, it is expected to have a consolidated figure for individual basins and countries by October 1983, if December 1981 is taken as the base date. In Chapter 3, which deals with the timetable of activities, a program of periodical evaluations is proposed.

The activities proposed for the hydroenergy resource evaluation are as follows:

### ACTIVITY 1: INITIAL COORDINATION, COMMITMENTS AND DISSEMINATION OF METHODOLOGIES

Along with the definitive document of the methodology, duly perfected, the OLADE Secretariat will propose at the ministerial level the development of an initial evaluation of hydroenergy resources in each country, with suggestions for the time period in which they should be carried out. Requests will be made for the designation of national counter-parts; and a two- or three-day mission, composed of the experts who participated in the Work Group, Advisory Group and/or the First Latin American Seminar on Hydroenergy, will be sent to coordinate the details of the implementation of the evaluation, to make clarifications and to identify possible needs for technical assistance.

The initial distribution of the documents will be accompanied, or followed, by a series of lectures in each country, on the application of the methodology, with the participation of high-level staff and professionals from the ministries or responsible institutions. Later, these documents will be disseminated to other interested professional and university institutions.

The lectures could be offered as part of the activities involved in the visits made to promote and coordinate the implementation of the evaluation in each country, as described further on. As a result, it will be necessary to involve in these experts from the different countries who have participated in the meetings where the proposed methodology was elaborated and perfected, as part of the PLACE activities.

At the end of these missions, it is expected to be able to identify the commitments made in terms of a national counterpart, execution periods, and technical assistance requirements; and these commitments will be formalized through an exchange of letters between the Executive Secretary of OLADE and the respective ministers.

### ACTIVITY 2: IMPLEMENTATION OF THE EVALUATION

The evaluation will be carried out by the national institutions designated as counterparts, and according to the methodology proposed by OLADE. It should be noted that the evaluation is based on existing data and estimates and does not require any specific studies conducted for this purpose.

OLADE will provide advising to all the countries insofar as the interpretation and application of the methodology, and only in the particular case of the countries so requiring, will it provide direct technical assistance in elaborating the evaluation or training the national team responsible for its execution. The scope of such technical assistance is indicated in Part II Chapter 4 of the present document.

### ACTIVITY 3: SUBREGIONAL MEETINGS

In order to clarify doubts about the application of the evaluation methodology, subregional meetings will be held with the participation of OLADE experts and officials from the national institutions working on the assessment of their hydroenergy resources. In principle, it has been thought that there could be three such meetings:

- a Caribbean subregional meeting
- a Central American and Mexican subregional meeting
- a South American subregional meeting

### ACTIVITY 4: INFORMATION PROCESSING

The countries will remit the results of their evaluations to the Permanent Secretariat of OLADE within the deadlines set, and the Secretariat will process this information at the regional level for the first evaluation. Preferably, the development of a computer program should be considered to permit the storage, updating, and cross referencing of the information.

The consolidated information for the region will be disseminated among the countries and their institutions and will provide a basis for promoting greater support from the international financial institutions with respect to regional hydroenergy development, both in terms of identifying the need to prepare inventories, as well as the need for funding for specific projects.

### ACTIVITY 5: REGIONAL WORK GROUP

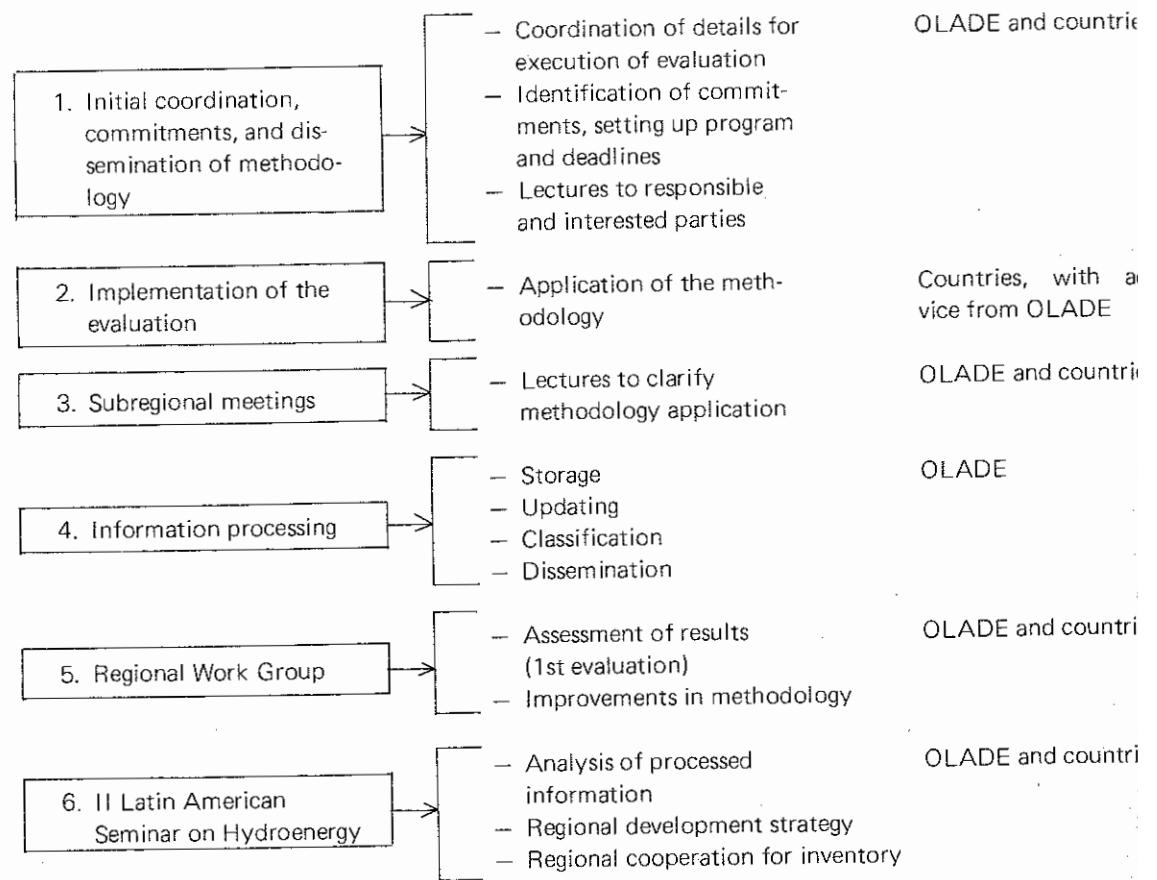
After finishing the activities associated with the first evaluation of regional potential, a work group will be held to assess the results of the evaluation and propose improvements in the OLADE methodology in light of the experience amassed during the evaluation process in order to complement it.

### ACTIVITY 6: SECOND LATIN AMERICAN SEMINAR ON HYDROENERGY

Once the evaluation information has been processed, a Second Latin American Seminar on Hydro-energy will be held for the purpose of analyzing the data obtained, establishing a regional strategy for hydroenergy development and defining the bases for regional cooperation in carrying out inventories.

## SCHEME OF ACTIVITIES FOR THE PLAN PROPOSED BY OLADE

### ACTIVITIES



## SCHEDULE OF ACTIVITIES

This schedule includes details of all the activities required for carrying out the first evaluation, up to November 1983 (if 1981 is considered as the base year), along with the dates anticipated for the development of successive evaluations. It should be pointed out that the base year should be considered to include only the plants already installed or under construction; for the rest of the sites, rivers or basins –independently of the level of knowledge or study— the most recent information available will be used.

### 3.1. INITIAL TIMETABLE

ACTIVITIES	1983											
	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N		
1. Distribution of documents to ministers and responsible institution.												
2. Organization of national counterpart; familiarization with methodology.												
3. Coordination communications.												
4. Organization and commitments of experts to diffuse methodology.												
5. Visits to countries to disseminate meth. and clarify doubts about its use.												
6. Evaluation implementation.												
7. Advising to countries so requiring.												
8. Coordination and selection of headquarters for subregional meetings.												
9. Subregional work group meeting: The Caribbean												
10. Subregional work group meeting: Central America and Mexico.												
11. Subregional work group meeting: South America.												
12. Elaboration of data processing program.												
13. Information processing.												
14. Updating and final classification of data.												
15. Elaboration and publication of draft of first evaluation.												
16. Regional work group.												

### **3.2. TIMETABLE FOR PERIODICAL EVALUATIONS**

A periodical evaluation period of every two years is proposed, since the variations in the results will mainly depend on the execution and/or updating of inventories, studies for specific projects and the start-up of new stations; and these processes normally involve long execution periods. As a result the following schedule has been suggested:

EVALUATION	BASE YEAR	YEAR OF EXECUTION
1st	1981	1982 - 83
2nd	1983	1984 - 85
3rd	1985	1986 - 87

As of the third evaluation, and according to the development of knowledge on the regional hydro-energy potential, five-year evaluation periods could be considered. It should be noted that the base years indicated above are only relevant insofar as plants under construction or in operation; for all other cases, the most recent information should be used in elaborating the evaluation.

### **4. TECHNICAL ASSISTANCE**

Within the framework of coordination among the countries, those requiring direct technical assistance will be identified; and they will be provided with aid in elaborating the first evaluation, and professionals from the designated national institute or unit will be trained for this activity.

In principle, it is estimated that eleven countries will require technical assistance: 5 countries in the Caribbean, 3 in Central America, and 3 in South America.

The countries that have more experience and capacity in this area will be requested to name experts who can provide technical assistance within the framework of the PLACE. The aid to be provided will cover periods of approximately 15 days in each country, requiring a total of 5.5 expert-months and a total of 6 experts, so that the work can be developed simultaneously.

## 5. COSTS OF THE COOPERATION PROGRAM IN 1983

### 5.1. DIFFUSION OF THE EVALUATION METHODOLOGY, INITIAL COORDINATION AND COMMITMENTS

Commissions to diffuse and coordinate the evaluation will be formed and sent on visits to the regional countries. Each mission will be composed of two engineers. In addition, some trips will be considered to cover supplementary dissemination requirements.

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Air fares: 16 x US\$ 2000 each	20,000	12,000
Per diems: 12 people x 25 days US\$ 70 each	10,500	10,500
Other mission expenses	2,650	1,750
Total diffusion, initial coordination and commitments	33,150	24,250

The salaries of the professionals during the mission will be covered by the national institutions that lend cooperation to the program and their value will be considered as a contribution to the PLACE by the country.

### 5.2. TECHNICAL ASSISTANCE DURING THE EVALUATION IMPLEMENTATION STAGE

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Air fares: 11 x US\$ 1500 each	7,500	9,000
Per diems: 11 people x 15 days x US\$ 70	5,250	6,300
Other mission expenses	1,100	1,200
Total technical assistance	13,850	16,500

As for the salaries of the professionals on advising missions, the same assumption for the item above is valid.

### 5.3. INFORMATION PROCESSING

Support personnel, materials, administrative expenses, contingencies and information diffusion.

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Total information processing	20,000	

### 5.4. SUBREGIONAL MEETINGS

In order to clarify doubts about the implementation of the evaluation, three subregional meetings will be held with the representatives of the national counterparts:

- The Caribbean
- Central America and Mexico
- South America

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Total subregional meetings		40,000

### 5.5. WORK GROUP MEETING

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Total work group meeting		10,000

### 5.6. SUMMARY OF COOPERATION PROGRAM COSTS DURING 1983 TO CARRY OUT THE HYDROENERGY RESOURCE ASSESSMENT IN OLADE MEMBER COUNTRIES

CONCEPT	AMOUNT IN US\$	
	PLACE Account	National Counterpart
Dissemination, commitments	33,150	24,250
Technical assistance	13,850	16,500
Information processing	20,000	
Subregional meetings	40,000	
Work group meeting	10,000	
1983 Evaluation Cost:	US\$117,000	US\$ 40,750

Not including salaries of professionals, which value will be considered as a contribution to the PLACE by the donor country).

OTE:

This budget has not included the costs involved in the Second Latin American Seminar on Hydroenergy, scheduled for 1984.

## **6. FINANCING**

### **6.1. METHODOLOGY, INFORMATION PROCESSING AND CONSOLIDATION AND PUBLICATION OF DOCUMENTS**

The meetings of the Work Groups and the Advisory Group and the First Latin American Seminar on Hydroenergy were financed with funds from the PLACE; the preparation and publication of documents and the coordination visits to the countries will also be covered by the PLACE Account (made up of contributions from the OLADE member countries), international institutions, local counterparts, and staff put at the disposal of OLADE by the member countries and financed by national institutions.

### **6.2. IMPLEMENTATION OF THE EVALUATIONS**

This will be financed by the countries and the institutions they designate for the elaboration of the evaluation. The technical assistance required by the relatively less-developed countries, or those having a limited institutional capacity, will be financed by funds from the PLACE allocated for this purpose, with the experts' salaries being considered as a contribution of the donor countries to the PLACE.

### **6.3. REGIONAL WORK GROUP**

This will be financed by the countries and with PLACE resources.

### **6.4. SECOND LATIN AMERICAN SEMINAR ON HYDROENERGY**

The Second Latin American Seminar on Hydroenergy which has been programmed for 1984 will be financed by the countries and with PLACE resources. In addition, approaches will be made to international financial institutions in the search for support.

## **APPENDICES**

## APPENDIX 1

### BASES FOR CALCULATING INDIVIDUALIZED AND NON-INDIVIDUALIZED ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIALS\*

#### A. INDIVIDUALIZED ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL

For the case of individual sites, the adopted methodology is as follows:

##### 1. SELECTION OF BASINS AND RIVERS

On the basis of the antecedents available from reconnaissance studies and inventories, topographical maps, geological maps, flight reports, and visits to the region, the basins to be studied are defined and their boundaries are sketched on the topographical maps.

In the basins that are identified, the main rivers are chosen and those tributaries which, at first glance, seem to present the most favorable topographical, geological, and hydrological conditions.

Should some of the preliminarily selected rivers not have longitudinal profiles available, these could be sketched using information from the topographical maps and diverse elevation data obtained from other sources (road maps and air route maps, for example).

In drawing the profiles, an attempt is made to identify natural areas such as cascades and rapids; settlements along the river; roads; and the main tributaries. Also, the existence of borders with other countries must be taken into account; in order to divide the potential and try to avoid altering the water level at the borders of adjoining countries.

The horizontal and vertical scales are chosen as a function of the precision of the available information.

On finishing the sketch of new profiles and the review of the existing ones, a second selection of rivers is made, considering those with greater potential from the hydro power point of view.

##### 2. DIVISION OF HEADS AND CALCULATION OF DRAINAGE AREAS

The hydroelectric development sites are located on the profiles of the selected rivers, in a preliminary fashion, as a function of their topographical and geological features.

In most cases, for the water level of each reservoir, the natural elevation of the river is adopted, coinciding with the discharge canal of the site immediately upstream, measured to scale on the profiles, and always attempting to avoid the flooding of towns or important structures. Thus, the division of each river's falls is determined.

On the basis of the locations selected on the longitudinal profiles, they are identified on the available topographical maps and, then, the drainage areas of the possible sites are defined and calculated by means of planimetry.

\* The energy terms used in this appendix are expressed in MW (average megawatts).

It should be noted that future revisions could indicate altimetric, topographical, and/or geographical incompatibilities in the characterization of these sites.

Since the in-office evaluations are geared to an overall knowledge of the potential, the identification of sites during this stage should not be taken as a definitive selection; the purpose here is merely to evaluate the approximate number of sites to be studied at the level of an inventory, and the consequent costs of such studies.

##### 3. ESTIMATING REGULARIZED FLOWS

Considering the fact that the estimates of the energy that can be produced at a given site are a function of the regularized flow and of the mean liquid head, multiplied by a factor where the electric power generation equipment's efficiency intervenes, initially an attempt is made to estimate the regularized flow. For this purpose, many times it is necessary to define the mean flows for the long term (QMLT) for the sections under consideration. Where there are long hydrometric series, this is not a problem; but for some areas, the values to be adopted can only be obtained from an in-depth analysis of the limited pluviometric and fluviometric data which exist. In some cases, where this information is scarce or totally lacking, the values can be based on data for adjacent basins having similar geological, topographical, and pluviometric characteristics.

The regularized flows are obtained by multiplying the flows (QMLT) by estimated coefficients, as indicated below:

- On the basis of integrated flow studies for all of the hydro power stations inventoried in the various basins of the country, for each site, the relation between the QMLT and the regularization coefficient  $\alpha$ , which is the relation between the mean flow or the flow through the turbines during the critical period QCRT, is calculated.
- Considering the regularization conditions of these basins in comparison with those being used for the estimates, analogy coefficients can be estimated for their rivers, assuming that the evaporation losses would be included in these coefficients.
- If these studies are not available, it is recommended that values in the following ranges be adopted:
  - regularized, integrated sites:  $\alpha = 0.70$
  - isolated, run-of-the-river sites:  $\alpha = 0.40$

##### 4. ESTIMATING HEAD (See Figure 1)

Both for the site locations which, in the future, will be integrated and regularized, and for the isolated, run-of-the-river sites, the average liquid head (HMAS) is taken to be equal to 86 o/o of the gross maximum head (HMAB) (HMAS = 0.86 HMAB).

In calculating the energy output, the difference between the run-of-the-river sited and integrated sites is taken into account in the value mentioned previously.

#### 4.1. Stations with Electric Power Generation at the Foot of the Dam

A 3 o/o load loss in conduction is adopted, along with a drawdown up to the operating level, equivalent to 1/9 H.

$$\text{Thus, HMAS} = (1 - 0.03) \times (1 - 1/9) \text{ HMAB} = 0.86 \text{ HMAB (m)}$$

#### 4.2. Stations with Long Penstocks and High Heads with respect to Dam Height.

In this extreme case, load losses of 13 o/o are adopted for the penstocks, with a drawdown up to the mean operating level, equivalent to 1/100 H.

$$\text{Thus, HMAS} = (1 - 0.13) \times (1 - 99/100) \text{ HMAB} = 0.86 \text{ HMAB (m)}$$

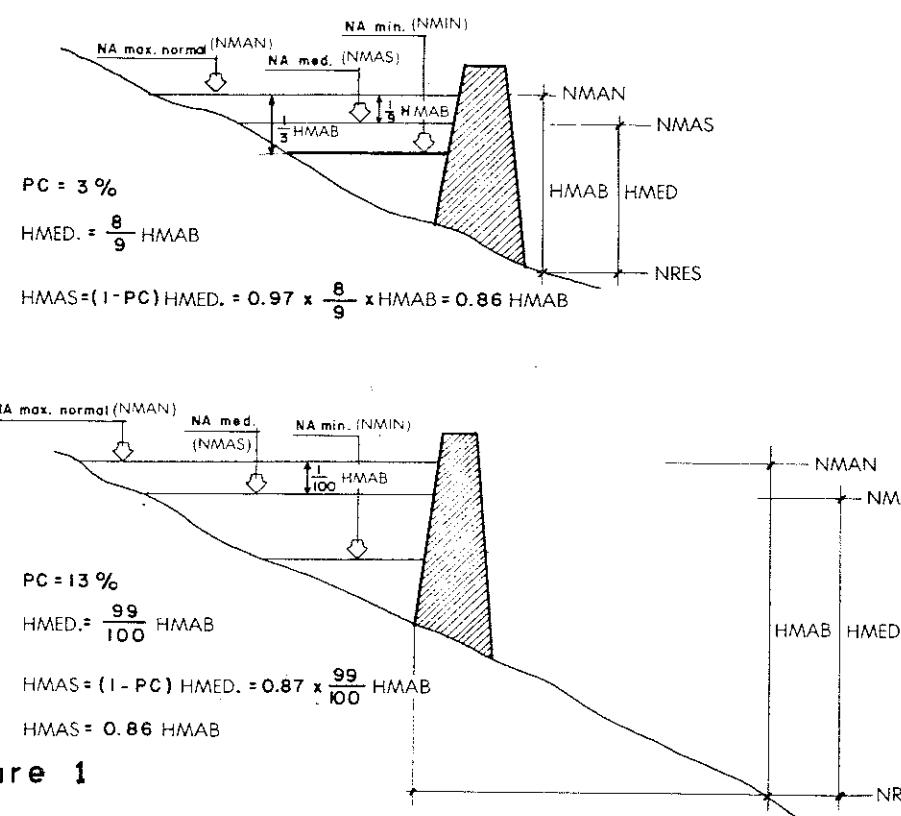


Figure 1

#### 5. ESTIMATING FIRM ENERGY (EFIR)

The firm energy of each site, expressed in average MW, is calculated by multiplying by 0.0084 the product of the regularized flow times the mean liquid head ( $EFIR = 0.0084 \times QREG \times HMAS (\text{MW})$ , where  $QREG$  is expressed in  $\text{m}^3/\text{s}$  and the head, in m).

The coefficient 0.0084 covers the product of the following elements:

- acceleration of gravity
  - water density
  - turbine efficiency (93 o/o)
  - generator efficiency (97 o/o)
  - operational efficiency (95 o/o)
- overall efficiency = 0.86 = REND

Using the QREG values from item 3 and  $H_z$  from item 4, we have:

$$E = 0.00722 \times \alpha \times QMLT \times HMAS (\text{MW})$$

The mean energy can be obtained by supposing that the relation between it and firm energy, found for the inventoried sites or a basin, is going to be maintained for all of that basin; the estimated potential is extended globally for the entire basin and the same relation can be used for similar basins.

When this information is not available, it is recommended that values in the following range be adopted for the relation between firm energy and mean energy ( $\beta = \frac{EFIR}{EMED}$ ):

- for regularized, integrated sites:  $\beta = 0.75$
- for isolated, run-of-the-river sites:  $\beta = 0.45$

#### B. NON-INDIVIDUALIZED ESTIMATED HYDROENERGY POTENTIAL

This evaluation procedure is employed for those rivers where no detailed profile is available and, as consequence, where no individual sites will be identified.

Such global aspects as the following should be taken into consideration:

- cascade sites along the river, with uniformly repeated falls  $\Delta Z = nh$
- flows proportional to the square of the distance from the first upstream site
- $Qri = -\frac{Li^2}{L^2} \times Qr = \left(\frac{Li}{L}\right)^2 \times Qr (\text{m}^3/\text{s})$
- number of sites between  $n = 5$  and  $n=25$
- head losses equal to 5 o/o of the gross head
- drawdown to half the useful volume, equal to 1/9 of the gross head
- overall efficiency of 80 o/o.

Thus, the expression adopted for firm energy, in average MW:

$$EFIR = 0.0025 \times Q'_r \times \Delta Z (\overline{MW})$$

where  $Q'_r = QREG$  (m/s) is the regularized flow at the most level point of the sub-basin and  $\Delta Z$  (m) is the difference in elevation between the head of the river and the point considered, which can even be the river discharge, as illustrated in Figure 2.

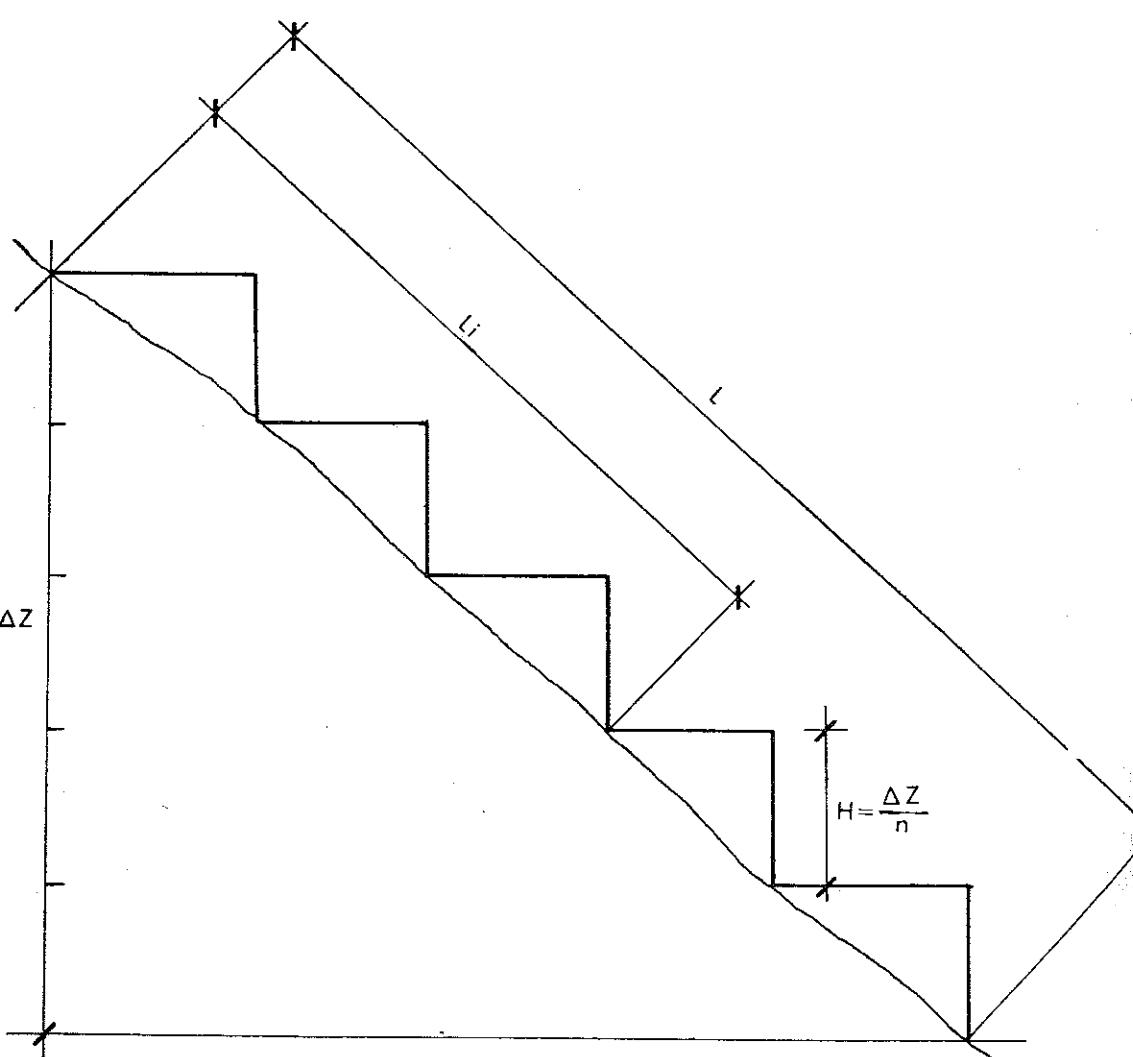


Figure 2

$$\begin{aligned}
 EFIR &= 0.008 \times Q_{r1} \times H_{L1} + 0.008 \times Q_{r2} \times H_{L2} + 0.008 \times Q_{r3} \times H_{L3} + \dots \text{ assuming } H_{L1} = H_{L2} = H_{L3} = \dots \\
 &= 0.008 \times H_L (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
 &= 0.008 \times 0.95 (1 - \frac{1}{9}) H (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
 &= 0.008 \times 0.95 (\frac{8}{9}) \frac{\Delta Z}{n} (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
 &= 0.008 \times 0.84 \frac{\Delta Z}{n} (Q_{r1} + Q_{r2} + Q_{r3} + \dots) = \\
 &= 0.0067 \times \frac{\Delta Z}{n} \times Q'_r \left[ \left( \frac{L_1}{L} \right)^2 + \left( \frac{L_2}{L} \right)^2 + \left( \frac{L_3}{L} \right)^2 + \dots \right] = \\
 &= 0.0067 \times \frac{\Delta Z}{n} \times Q'_r \left[ \frac{1}{n^2} + \frac{4}{n^2} + \frac{9}{n^2} + \dots \right] = \\
 &= 0.0067 \left[ n \times \frac{(n+1)}{6} \frac{(2n+1)}{6n^3} \right] Q'_r \times \Delta Z
 \end{aligned}$$

For  $5 \leq n \leq 25$   
Yields:

$$EFIR \approx 0.0025 \times Q'_r \times \Delta Z [\overline{MW}]$$

To express the firm energy value in GWh/year, it is necessary to multiply the result obtained in MW by 8.76:

$$1 \text{ GWh/year} = 8.76 \times 1 \text{ MW}$$

**APPENDIX 2**  
**BIBLIOGRAPHY**

- ACTUALIZACION A 1979 DEL CATASTRO DE BALANCES Y RECURSOS ENERGETICOS EN EL AREA DE LA CIER. (Updated information on energy resources and balances; projections to 1985 and 1990: preliminary document). CIER, Bogota, Colombia
- CATASTRO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS DE NICARAGUA. (First Stage). Managua, Nicaragua, May 1975.
- ENERGY STATISTICS FOR LATIN AMERICA. OLADE, Quito, Ecuador, November 1981.
- HYDRO POWER POTENTIAL: ENERGY ALTERNATIVE AND INDUSTRIAL AND FINANCIAL CHALLENGE FOR LATIN AMERICA. ECLA/OLADE, OLADE Document Series: No. 18, first edition, 1981.
- REGIONAL STUDY ON ELECTRICAL INTERCONNECTIONS IN THE CENTRAL AMERICAN Isthmus. E/CEPAL/CCE/SC.5/135-CEE/SC.5/GRIE/VIII/3/REV.2, ECLA, September 1980.
- EVALUATION OF NATIONAL HYDROELECTRIC POTENTIAL: METHODOLOGY AND RESULTS. General Office of Electricity, Ministry of Energy and Mines of Peru, Lima. (Spanish)
- EVALUATION OF THE HYDROELECTRIC RESOURCES OF COSTA RICA. Department of Electricity Generation Programs. ICE, San Jose, Costa Rica, July 1977 (Spanish)
- PRELIMINARY EVALUATION OF THE EXPORTABLE HYDROELECTRIC POTENTIAL OF COSTA RICA. Office of Electrification, ICE, San Jose, Costa Rica, July 1978. (Spanish)
- GROUP TO ANALYZE ENERGY BALANCES METHODOLOGY AND ENERGY PLANNING MODELS: FINAL REPORT. CNEN/NUCLEBRAS/PETROBRAS/ELETROBRAS. Work Group from the Ministry of Mines and Energy, Brasilia, Brazil. (Spanish)
- COMPUTERIZED MANUAL ON COSTS OF HYDROELECTRIC PROJECTS: A MANUAL FOR USERS. Planning Office, INECEL, Quito, Ecuador, January 1982. (Spanish)
- MANUAL OF DESIGN OF HYDROELECTRIC PROJECTS AT THE LEVEL OF INVENTORY. Planning Office, INECEL, Quito, Ecuador, April 1982. (Spanish)
- MANUAL ON COSTS OF HYDROELECTRIC DEVELOPMENT SITES: PREFEASIBILITY STAGE. INELECTRA-HARZA-EDELCA. Caracas, Venezuela, July 1980. Hydrologic Simulation of the Apure River Basin as far as San Fernando de Apure, Venezuela. (Spanish)
- COMPUTERIZED COSTS MANUAL FOR HYDROELECTRIC PROJECTS: A MANUAL FOR PROGRAMMERS. Planning Office, INECEL, Quito, Ecuador, April 1982. (Spanish)
- COMPUTERIZED DESIGN MANUAL FOR HYDROELECTRIC PROJECTS. Planning Office, INECEL, Quito, Ecuador, January 1982. (Spanish)

MANUAL OF INSTITUTIONS FOR THE INVENTORY STUDIES OF THE HYDROGRAPHIC BASINS FOR HYDRO POWER DEVELOPMENT. DPE/DEGE/ELETROBRAS. Rio de Janeiro, Brazil, September 1980. (Spanish)

THE HYDROELECTRIC POTENTIAL OF BRAZIL, II Symposium on Energy in the Western Hemisphere. ELETROBRAS, Rio de Janeiro, Brazil, September 1980. (Spanish)

PROJECT TO UPDATE INVENTORY AND BASIC INFORMATION ANALYSIS ON NATURAL RESOURCES AND TOPICS PERTAINING TO THE PLATA RIVER BASIN. OAS, Washington, D.C., U.S.A., 1982 (Preliminary Document). (Spanish)

SYSTEM TO INVENTORY HYDROLOGICAL BASINS (SINV): A GENERAL DESCRIPTION. CEPEL, 1288/79-A, Technical Report. ELETROBRAS, Rio de Janeiro, Brazil, August 1979. (Spanish)

## **APPENDIX 3**

### **PARTICIPANTS IN THE PREPARATION OF THIS DOCUMENT**

The present document was initially elaborated in Quito, during May 10-14, 1982, as part of the preparatory activities for the First Meeting of the OLADE Advisory Group on Hydroenergy.

The following engineering experts participated in its preparation:

Enrique Indacochea R. de S.  
Coordinator of Transfer of Technology and Head of the Hydroenergy Program  
OLADE (Coordinator of the Work Group)

Nelson da Franca Ribeiro dos Anjos  
Head of the Division of Water Resources  
ELETROBRAS, Brazil

Jerson Kelman  
Systems Department  
CEPEL, Brazil

Marcelo Novillo Barreno  
Planning Division  
INECEL, Ecuador

The draft of the document was corrected and perfected, during the First Meeting of the Advisory Group on Hydroenergy, held in Quito during May 17-21, 1982, with the participation of the following persons:

Manuel Corrales V.  
Deputy Head of Electrical Planning  
ICE, Costa Rica

Antonio Carlos Tatit Holtz  
Assistant, Planning and Engineering Division  
ELETROBRAS, Brazil

Marcelo Osorio  
Planning Division Director  
INECEL, Ecuador

José María de Viana  
Director of Water Resource Planning  
Ministry of Environment and Renewable Natural Resources  
Caracas, Venezuela

Gustavo Camargo  
Coordinator of National Inventory  
Caracas, Venezuela

Marcelo Novillo  
Planning Division  
INECEL, Ecuador

Enrique Indacochea R. de S.  
Coordinator of Transfer of Technology and Head of the Hydroenergy Program  
OLADE

Luiz Claudio Magalhaes  
Technical Director  
OLADE

Luis Claudio Magalhaes, Technical Director of OLADE, was in charge of establishing guidelines for the development of activities; and Dr. Ulises Ramírez Olmos, Executive Secretary of OLADE, was responsible for officially opening and closing this work session of the Advisory Group.

The document was presented at the First Latin American Seminar on Hydroenergy, held in Rio de Janeiro, Brazil during August 30- September 5, 1982, at which time it was studied and further revised by the following professionals:

#### **BRAZIL**

Norma Soares Bond  
Hydro Resources Division  
Brazilian Power Stations  
ELETROBRAS

Verlane Medeiros Wanderley  
Head of the Energy Division  
ELETROBRAS

Jerson Kelman  
Researcher  
CEPEL

Sergio Barbosa de Almeida  
Hydro Resources Division  
Brazilian Power Stations  
ELETROBRAS

#### **ECUADOR**

Marcelo Novillo Barreno  
Planning Division  
INECEL

Alfredo García  
Director of International Affairs  
MINISTRY OF NATURAL AND ENERGY RESOURCES

**GUATEMALA**

Orlandino Arteaga Toledo  
Head, Master Plan Unit  
INE

**PERU**

Enrique Crousillat Velasco  
Head, Electric Power Generation Planning Unit (Master Plan)  
ELECTROPERU

**VENEZUELA**

Jose M. de Viana  
Director of Water Resource Planning  
MARNR

Ricardo Juan Artonio Riverol  
Manager of Electric Power Generation Planning  
EDELCA

Jose Francisco Acosta O.  
Manager of Hydroelectric Prospecting and Evaluation  
CADAFAE

**OLADE**

Luiz Claudio Magalhaes  
Technical Director

Enrique Indacochea  
Coordinator of Transfer of Technology and Head of the Hydroenergy Program

Luis Antonio Suárez  
Expert, Regional SHPS Program