

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

ENRIQUE PEÑA NIETO, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción I de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, con fundamento en los artículos 31 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 139 de la Ley de la Industria Eléctrica, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 139, párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico;

Que el párrafo segundo del citado precepto establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico, y

Que es conveniente continuar apoyando a la economía tanto de los hogares, como del campo mexicano, por lo que resulta necesario autorizar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para establecer un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, con el propósito de apoyar e incentivar el desarrollo de ambos sectores, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

Artículo Único.- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá determinar un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al establecido por la Comisión Reguladora de Energía.

TRANSITORIOS

Primero.- El presente Acuerdo entrará en vigor el 1o. de diciembre de 2017.

Segundo.- Se abrogan los acuerdos por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos y por el que se autoriza ajustar las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2015, y se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo.

Dado en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, a veintinueve de noviembre de dos mil diecisiete.- **Enrique Peña Nieto.**- Rúbrica.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, **José Antonio González Anaya.**- Rúbrica.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.**- Rúbrica.

ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 123/2017

ACUERDO POR EL QUE SE AUTORIZAN LAS TARIFAS FINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SUMINISTRO BÁSICO A USUARIOS DOMÉSTICOS

JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 139 de la Ley de la Industria Eléctrica y 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y en el Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 139, párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico;

Que el artículo 139, párrafo segundo de la Ley de la Industria Eléctrica establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico;

Que la Comisión Reguladora de Energía expidió, mediante Acuerdo A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017, la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE suministrador de servicios básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018;

Que el Ejecutivo Federal mediante el "Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico", estableció que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá determinar un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al establecido por la Comisión Reguladora de Energía, y.

Que es decisión del Ejecutivo Federal emprender, por conducto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, las acciones conducentes para coadyuvar a la economía de las familias mexicanas al permitirles el acceso a la energía eléctrica a precios asequibles mediante la publicación de las siguientes tarifas finales del suministro básico de energía eléctrica para uso doméstico, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- Se establecen las tarifas finales de energía eléctrica del Suministro Básico a usuarios domésticos 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC como se señala a continuación. Estas Tarifas deberán aplicarse por los suministradores básicos que sean permissionarios conforme a la Ley de la Industria Eléctrica.

TARIFA 1**SERVICIO DOMÉSTICO****1. APLICACIÓN**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**Cargos por energía consumida:**

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 65 (sesenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

TARIFA 1A

SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 25 GRADOS CENTÍGRADOS

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 25 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.697 (cero punto seis nueve siete pesos) por cada uno de los primeros 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.822 (cero punto ocho dos dos pesos) por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA 1B

SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 28 GRADOS CENTÍGRADOS

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 28 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.697 (cero punto seis nueve siete pesos) por cada uno de los primeros 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.822 (cero punto ocho dos dos pesos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA 1C

SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTÍGRADOS

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.697 (cero punto seis nueve siete pesos) por cada uno de los primeros 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo intermedio bajo: \$0.822 (cero punto ocho dos dos pesos) por cada uno de los siguientes 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo intermedio alto: \$1.050 (uno punto cero cinco cero pesos) por cada uno de los siguientes 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA 1D

SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTÍGRADOS

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 31 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.697 (cero punto seis nueve siete pesos) por cada uno de los primeros 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio bajo: \$0.822 (cero punto ocho dos dos pesos) por cada uno de los siguientes 225 (doscientos veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio alto: \$1.050 (uno punto cero cinco cero pesos) por cada uno de los siguientes 200 (doscientos) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA 1E

SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 32 GRADOS CENTÍGRADOS

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 32 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.583 (cero punto cinco ocho tres pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio bajo: \$0.726 (cero punto siete dos seis pesos) por cada uno de los siguientes 450 (cuatrocientos cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo intermedio alto: \$0.948 (cero punto nueve cuatro ocho pesos) por cada uno de los siguientes 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA 1F**SERVICIO DOMÉSTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA EN VERANO DE 33 GRADOS CENTÍGRADOS****1. APLICACIÓN**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en las localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 33 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

2.1 Temporada de verano

Consumo básico: \$0.583 (cero punto cinco ocho tres pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio bajo: \$0.726 (cero punto siete dos seis pesos) por cada uno de los siguientes 900 (novecientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio alto: \$1.768 (uno punto siete seis ocho pesos) por cada uno de los siguientes 1300 (mil trescientos) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico: \$0.793 (cero punto siete nueve tres pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.956 (cero punto nueve cinco seis pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$2.802 (dos punto ocho cero dos pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MÍNIMO MENSUAL

El equivalente a 25 kilowatts-hora.

4. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

TARIFA DAC**SERVICIO DOMÉSTICO DE ALTO CONSUMO**

Se establece la Tarifa DAC de acuerdo a lo dispuesto a continuación:

1. APLICACIÓN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o por las características del servicio que así se requiera.

2. ALTO CONSUMO

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad.

3. CONSUMO MENSUAL PROMEDIO

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

4. LÍMITE DE ALTO CONSUMO

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada:

Tarifa 1: 250 (doscientos cincuenta) kWh/mes.

Tarifa 1A: 300 (trescientos) kWh/mes.

Tarifa 1B: 400 (cuatrocientos) kWh/mes.

Tarifa 1C: 850 (ochocientos cincuenta) kWh/mes.

Tarifa 1D: 1,000 (un mil) kWh/mes.

Tarifa 1E: 2,000 (dos mil) kWh/mes.

Tarifa 1F: 2,500 (dos mil quinientos) kWh/mes

Cuando el Consumo Mensual Promedio del usuario sea superior al Límite de Alto Consumo se le reclasificará a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo.

5. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y que se detallan para cada una de las tarifas en el presente Acuerdo.

6. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

6.1 Cargo fijo

\$99.600 (nueve nueve punto seis cero cero pesos).

6.2 Cargos por energía consumida

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida, en función de la región y la temporada del año:

Baja California (verano)

\$4.241 (cuatro punto dos cuatro uno pesos) por cada kilowatt-hora.

Baja California (fuera de verano)

\$3.643 (tres punto seis cuatro tres pesos) por cada kilowatt-hora.

Baja California Sur (verano)

\$4.623 (cuatro punto seis dos tres pesos) por cada kilowatt-hora.

Baja California Sur (fuera de verano)

\$3.643 (tres punto seis cuatro tres pesos) por cada kilowatt-hora.

Noroeste

\$4.086 (cuatro punto cero ocho seis pesos) por cada kilowatt-hora.

Norte y Noreste

\$3.986 (tres punto nueve ocho seis pesos) por cada kilowatt-hora.

Sur y Peninsular

\$4.048 (cuatro punto cero cuatro ocho pesos) por cada kilowatt-hora.

Central

\$4.365 (cuatro punto tres seis cinco pesos) por cada kilowatt-hora.

6.3. Ajuste al cargo fijo y a los cargos por energía consumida

Cada mes calendario, a partir del día primero del mes que corresponda, se ajustarán los cargos de la tarifa para suministro y venta de energía eléctrica DAC, respecto del mes anterior, con el factor de ajuste que se detalla en el numeral 6.3.2.

6.3.1. Regiones tarifarias y zonas conurbadas

Para la aplicación de los cargos de la tarifa DAC con diferencias por región, éstas se encuentran comprendidas por los siguientes municipios:

6.3.1.1 Región Baja California

Todos los municipios del Estado de Baja California.

Municipios del Estado de Sonora: San Luis Río Colorado.

6.3.1.2 Región Baja California Sur

Todos los municipios del Estado de Baja California Sur.

6.3.1.3 Región Noroeste

Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la Región Baja California.

Todos los municipios del Estado de Sinaloa.

6.3.1.4 Región Norte

Todos los municipios de los Estados de Chihuahua y Durango.

Municipios del Estado de Zacatecas: Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo.

Municipios del Estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.

6.3.1.5 Región Noreste

Todos los municipios de los Estados de Nuevo León y Tamaulipas.

Todos los municipios del Estado de Coahuila excepto los comprendidos en la Región Norte.

Municipios del Estado de Zacatecas: Concepción del Oro y El Salvador.

Municipios del Estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Rioverde, San Cirio de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tanchuítz, Tanlajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo.

Municipios del Estado de Veracruz: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.

6.3.1.6 Región Central

Todas las Circunscripciones territoriales de la Ciudad de México.

Municipios del Estado de México: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz.

Municipios del Estado de Morelos: Cuernavaca.

6.3.1.7 Región Sur

Todos los municipios de los Estados de: Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco.

Todos los municipios de los Estados de Zacatecas, San Luis Potosí y Veracruz no comprendidos en la Región Norte o en la Región Noreste.

Todos los municipios de los Estados de México y Morelos no comprendidos en la Región Central.

6.3.1.8 Región Peninsular

Todos los municipios de los Estados de: Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

6.3.2. Factor de ajuste mensual

Los factores de ajuste (FAM) se determinarán para su aplicación cada mes calendario (identificado con el subíndice m) en la forma de promedios ponderados de los factores de ajuste por combustibles (FACm) y por inflación (FAIm) de la siguiente manera:

$$FA_m = \beta \times [\gamma \times FAC_m + (1 - \gamma)] + (1 - \beta) \times FAI_m$$

El ponderador β toma un valor específico para cada cargo, tal como se detalla en el numeral 6.3.2.1 del numeral 6 de esta Tarifa.

El ponderador γ toma el valor 0.983.

El cálculo de los factores de ajuste combustibles (FACm) y por inflación (FAIm) se detalla en los numerales 6.3.3 y 6.3.4 del numeral 6 de esta Tarifa.

6.3.2.1. Ponderador β

El valor del ponderador de todos y cada uno de los cargos se encuentra en alguno de los dos casos siguientes:

6.3.2.1.1. Ponderador igual a cero

Para el cargo fijo de la tarifa DAC el ponderador toma el valor 0 (cero), por lo que su factor de ajuste será:

$$FA_m = FAI_m$$

6.3.2.1.2. Ponderador entre cero y uno

Para los cargos por energía el ponderador es igual a 0.35

6.3.3. Factor de ajuste por combustibles

El factor de ajuste por combustibles se determinará cada mes calendario de la siguiente manera:

$$FAC_m = \frac{ICC_{m-1}}{ICC_{m-2}}$$

ICCM es el índice de costos de los combustibles y se obtendrá como una suma ponderada de precios de combustibles, de la siguiente manera:

$$ICC_m = \sum_{c=1}^5 \alpha_c \times P_{c,m}$$

El subíndice c expresa cada uno de los cinco combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica.

Los precios de los combustibles, denotados $P_{c,m}$, no incluyen el impuesto al valor agregado. La forma en que se determinan y los valores de sus respectivos coeficientes se detallan a continuación:

Combustible	α	Determinación del precio
Combustóleo	0.0365	Cotización de proveedor representativo del combustible
Gas Natural	1.4398	Cotización de proveedor representativo del combustible
Diesel industrial	0.0023	Cotización de proveedor representativo del combustible
Carbón importado	0.1966	Promedio Petacalco, incluyendo manejo de cenizas en pesos por gigacaloría.
Carbón nacional	0.2026	Cotización del principal proveedor de la cuenta carbonífera de Río Escondido, incluyendo manejo de cenizas, en pesos por gigacaloría.

Para la determinación de los precios de los combustibles se considerará la información disponible al día 17 de cada mes o al día hábil siguiente.

Cuando no se pueda determinar el precio de alguno de los combustibles señalados en este numeral se aplicará el precio del mes inmediato anterior.

6.3.4. Factor de ajuste por inflación

El factor de ajuste por inflación se determinará cada mes calendario de la siguiente manera:

$$FAI_m = \frac{IPP_{m-2}}{IPP_{m-3}}$$

IPPM es un índice de precios productor que se determinará cada mes calendario como un promedio ponderado de los índices seleccionados de los Índices de Precios al Productor del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, de la siguiente manera:

$$IPP_m = \sum_{d=1}^7 \delta_d \times IPP_{d,m}$$

El subíndice d expresa a cada una de las seis divisiones seleccionadas de la industria manufacturera y a la gran división de la construcción.

Las divisiones y la gran división seleccionadas, así como los valores de sus correspondientes coeficientes d son:

Clave	División / Gran División	d
321	Industria de la madera	0.0228
325	Industria química	El índice de industria química se multiplicará por el factor 3.51. El índice de la industria del plástico y del hule se multiplicará por el factor 1.06. Ambos productos se sumarán y el resultado de la adición se dividirá entre 4.57. El resultado se multiplicará por el valor d = 0.1927
326	Industria del Plástico y del Hule	
327	Fabricación de Productos a Base de Minerales no Metálicos	0.0577
331	Industrias Metálicas Básicas	0.0607
332	Fabricación de Productos Metálicos	El índice de fabricación de productos no metálicos se multiplicará por el factor 1.05. El índice de fabricación de maquinaria y equipo se multiplicará por el factor 0.99. El índice de fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos se multiplicará por el factor 3.93. El índice de fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica se multiplicará por el factor 1.65. El índice de fabricación de equipo de transporte se multiplicará por el factor 6.37. Todos los productos resultantes, se sumarán y el resultado de la adición se dividirá entre 13.99. El resultado se multiplicará por el valor d = 0.3862
333	Fabricación de Maquinaria y Equipo	
334	Fabricación de Equipo de Computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos	
335	Fabricación de Accesorios, Aparatos Eléctricos y Equipo de Generación de Energía Eléctrica	
336	Fabricación de Equipo de Transporte	
339	Otras Industrias Manufactureras	0.0159
23	Construcción	0.2640

Los índices de precios, denotados IPP_{d,m}, serán los notificados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, clasificación producción total según actividad económica de origen SCIAN 2007, base junio de 2012 =100, o los que los sustituyan.

7. MINIMO MENSUAL

El cargo fijo, más el equivalente de 25 kilowatts-hora.

8. CONSUMO MENSUAL PROMEDIO MENOR AL NIVEL DE ALTO CONSUMO

Cuando el usuario mantenga un Consumo Mensual inferior al Límite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicará la Tarifa de suministro básico del sector doméstico correspondiente.

9. Depósito de garantía

El Depósito de Garantía deberá cubrir el importe establecido en la tarifa de servicio doméstico correspondiente a la localidad.

10. Suministro en media tensión y tarifa horaria

Los usuarios podrán ser suministrados en media tensión con la tarifa horaria correspondiente.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el 1o. de diciembre de 2017.

SEGUNDO.- Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo que establece el presente Acuerdo.

Ciudad de México a 28 de noviembre de 2017.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, **José Antonio González Anaya**.- Rúbrica.

ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo 9-CU y 9-N.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 124/2017**ACUERDO POR EL QUE SE AUTORIZAN LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO DE ESTÍMULO 9-CU y 9-N**

JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 139 de la Ley de la Industria Eléctrica, 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 5o. de la Ley de Energía para el Campo, y en el Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 139 párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales del suministro básico;

Que el artículo 139, párrafo segundo de la Ley de la Industria Eléctrica establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales establecidas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de usuarios del suministro básico;

Que la Comisión Reguladora de Energía expidió, mediante Acuerdo A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017, la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE suministrador de servicios básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018;

Que el Ejecutivo Federal mediante "Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico", estableció que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá determinar un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al establecido por la Comisión Reguladora de Energía;

Que el artículo 5o. de la Ley de Energía para el Campo señala que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con las de Energía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Medio Ambiente y Recursos Naturales, establecerá los precios y tarifas de estímulo de los energéticos agropecuarios, aplicables a las cuotas energéticas, tomando en cuenta las condiciones económicas y sociales prevaletentes en el ámbito nacional e internacional;

Que las tarifas agrícolas de estímulo por el consumo de energía eléctrica son parte de las diferentes medidas que se han instrumentado a favor de los productores agrícolas para incrementar la productividad y competitividad de ese sector, al ofrecerles cargos fijos por energía consumida que, manteniendo constante el patrón de consumo, permiten mantener sin variación el costo de la energía eléctrica en los costos totales de producción, con lo que se ha fomentado el desarrollo rural nacional y a fin de mantener la certidumbre y estabilidad en los distintos cargos de dichas tarifas de estímulo, y

Que las secretarías de Energía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Medio Ambiente y Recursos Naturales, emitieron su opinión de forma coordinada con esta Dependencia, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO PRIMERO.- Se establecen la Tarifa 9-CU Tarifa Final del Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único y la Tarifa 9-N Tarifa Final del Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola, para quedar en los siguientes términos:

TARIFA 9-CU

TARIFA FINAL DE SUMINISTRO BÁSICO DE ESTÍMULO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRÍCOLA CON CARGO ÚNICO

1. APLICACIÓN

La Tarifa 9-CU se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la cuota energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.

2. CUOTA APLICABLE MENSUALMENTE

El cargo será de \$0.580 (cero punto cinco ocho cero pesos) por cada kilowatt-hora de energía eléctrica consumida hasta por la cuota energética asignada cada año.

3. ENERGÍA EXCEDENTE

La energía eléctrica consumida que exceda la cuota energética asignada cada año, será facturada con los cargos de la Tarifa RABT ó RAMT, Servicio para Riego Agrícola en Baja Tensión o Riego Agrícola en Media tensión, según corresponda, ambas determinadas por la Comisión Reguladora de Energía.

4. TENSIÓN Y CAPACIDAD DE SUMINISTRO

El suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

5. DEMANDA CONTRATADA

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario y su valor no será menor a la carga total conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

6. DEPÓSITO DE GARANTÍA

Será de \$29.00 (veintinueve punto cero cero pesos) por cada kilowatt de demanda contratada.

TARIFA 9-N

TARIFA FINAL DE SUMINISTRO BÁSICO DE ESTÍMULO NOCTURNA PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRÍCOLA

1. APLICACIÓN

La Tarifa 9-N se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la cuota energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación. La inscripción a esta tarifa será a solicitud del usuario.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

El cargo será de \$0.580 (cero punto cinco ocho cero pesos) por cada kilowatt-hora de energía consumida en periodo diurno y de \$0.290 (cero punto dos nueve cero pesos) por cada kilowatt-hora de energía consumida en periodo nocturno.

Los cargos se aplicarán a la energía consumida hasta por la cuota energética asignada cada año.

3. ENERGÍA EXCEDENTE

La energía eléctrica consumida que exceda la cuota energética asignada cada año, será facturada con los cargos de la RABT ó RAMT, Riego Agrícola en Baja Tensión o Riego Agrícola en Media Tensión, según corresponda, ambas determinadas por la Comisión Reguladora de Energía.

Para los efectos del párrafo anterior, en caso de que durante algunos meses del año calendario el usuario haya recibido el servicio con la Tarifa 9-CU, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único, la energía eléctrica facturada con el cargo aplicable conforme al numeral 2 anterior se agregará a la contabilizada con la Tarifa 9-N.

4. PERIODO NOCTURNO Y PERIODO DIURNO

El periodo nocturno comprenderá de las 00:00:01 horas hasta las 08:00:00 horas y será aplicable todos los días.

El periodo diurno comprenderá de las 08:00:01 horas hasta las 00:00:00 horas y será aplicable todos los días.

Para los efectos de la aplicación de la Tarifa 9-N se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos.

5. TENSIÓN Y CAPACIDAD DE SUMINISTRO

El Suministrador sólo está obligado a proporcionar el servicio a la tensión y capacidad disponibles en el punto de entrega.

6. DEMANDA CONTRATADA

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario y su valor no será menor de la carga total conectada. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

7. DEPÓSITO DE GARANTÍA

Será de \$29.00 (veintinueve punto cero cero pesos) por cada kilowatt de demanda contratada.

ARTÍCULO SEGUNDO.- A partir del 1 de enero de 2018 las cuotas señaladas en el numeral 2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE de la Tarifa 9-CU, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único y de la Tarifa 9-N, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola, del artículo primero de este Acuerdo, se incrementarán anualmente cada 1 de enero de cada año conforme a lo siguiente:

\$0.020 (cero punto cero dos cero pesos) al cargo por kilowatt-hora de energía consumida de la Tarifa 9-CU, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único.

\$0.020 (cero punto cero dos cero pesos) al cargo por kilowatt-hora de energía consumida en periodo diurno de la Tarifa 9-N, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola.

\$0.010 (cero punto cero uno cero pesos) al cargo por kilowatt-hora de energía consumida en periodo nocturno de la Tarifa 9-N, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola.

ARTÍCULO TERCERO.- A partir de 2018, los depósitos señalados en los numerales 6. y 7. DEPÓSITO DE GARANTÍA de la Tarifa 9-CU, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único y de la Tarifa 9-N, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Riego Agrícola, respectivamente del artículo primero de este Acuerdo, se incrementarán anualmente cada 1 de enero de cada año en \$1.00 (uno punto cero cero pesos).

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el 1o. de diciembre de 2017.

SEGUNDO.- Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo.

TERCERO.- Para los efectos de lo dispuesto en el artículo Segundo del presente Acuerdo, a los usuarios de la Tarifa 9-CU, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único, que habiendo solicitado la aplicación de la Tarifa 9-N, Tarifa Final de Suministro Básico de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola, no se les instale el equipo de medición requerido para esta última tarifa por causas atribuibles al suministrador de servicios básicos, a partir de la facturación siguiente a la presentación de su solicitud se les aplicará el cargo de la energía consumida de la citada Tarifa 9-CU multiplicado por un factor de 0.833 (cero punto ocho tres tres), independientemente del horario de uso. El suministrador de servicios básicos contará con un plazo máximo de 3 meses a partir de la fecha en que notifique al usuario la imposibilidad de aplicar la Tarifa 9-N para remediar las causas que le sean atribuibles y que impidan la instalación de los equipos de medición respectivos.

Ciudad de México a 28 de noviembre de 2017.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, **José Antonio González Anaya**.- Rúbrica.

ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo acuícola.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 125/2017**ACUERDO POR EL QUE SE AUTORIZAN LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO DE ESTÍMULO ACUÍCOLA**

JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 139 de la Ley de la Industria Eléctrica; 31 fracción X de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 5o. de la Ley de Energía para el Campo, y en el Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 139 párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales del suministro básico;

Que el artículo 139, párrafo segundo de la Ley de la Industria Eléctrica establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales establecidas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de usuarios del suministro básico;

Que la Comisión Reguladora de Energía expidió, mediante Acuerdo A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017, la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE suministrador de servicios básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018;

Que el Ejecutivo Federal, mediante "Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico", estableció que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá determinar un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al establecido por la Comisión Reguladora de Energía;

Que el artículo 5o. de la Ley de Energía para el Campo señala que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con las Secretarías de Energía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Medio Ambiente y Recursos Naturales, establecerá los precios y tarifas de estímulo de los energéticos agropecuarios, considerando las condiciones económicas y sociales prevalecientes en el ámbito nacional e internacional;

Que el artículo 6o. de la Ley de Energía para el Campo señala que la cuota energética de consumo por beneficiario a precio y tarifas de estímulo, se entregarán de acuerdo con las disposiciones que establezca la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación;

Que la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación publicó en el Diario Oficial de la Federación, el 15 de marzo de 2005, los "Lineamientos por los que se Regula el Programa Especial de Energía para el Campo en Materia de Energía Eléctrica para Uso Acuícola", en los que se establecen las cuotas energéticas y las reglas para conformar el padrón de beneficiarios de las mismas;

Que es necesario mantener el esquema de tarifas de estímulo que se ha aplicado a los productores acuícolas del país, para continuar impulsando la productividad y el desarrollo de sus actividades, a fin de que sean más competitivos, y

Que las secretarías de Energía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Medio Ambiente y Recursos Naturales, emitieron su opinión de forma coordinada con esta Dependencia, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- Se autoriza a los suministradores de servicio básico un mecanismo de fijación para los productores acuícolas, distinto al de las tarifas finales establecidas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinar las tarifas finales de suministro básico de estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de acuerdo con los "Lineamientos por los que se Regula el Programa Especial de Energía para el Campo en Materia de Energía Eléctrica para Uso Acuícola", publicados en el Diario Oficial de la Federación el 15 de marzo de 2005.

El mecanismo para fijar las tarifas finales de suministro básico de estímulo para suministro y venta de energía eléctrica para uso acuícola que se establece en el presente Acuerdo, será de manera correlativa a las tarifas vigentes aplicables conforme a las tarifas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía al momento de la entrada en vigor del presente Acuerdo y se identificarán con las mismas claves de estas últimas, adicionando la terminación EA. Por lo que la estructura de las tarifas será la misma que corresponda a cada una de las tarifas vigentes emitidas por la Comisión Reguladora de Energía, conforme a lo dispuesto en el párrafo siguiente.

A los montos de la facturación que correspondan conforme a la aplicación de las tarifas que la Comisión Reguladora de Energía emitió, se multiplicarán por el factor de 0.50 (cero punto cinco cero). El resultado será el monto que deberán pagar los productores acuícolas.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el 1o. de diciembre de 2017.

SEGUNDO.- Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo.

Ciudad de México a 28 de noviembre de 2017.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público,
José Antonio González Anaya.- Rúbrica.

ACUERDO por el que se dan a conocer los estímulos fiscales a la gasolina y al diésel en los sectores pesquero y agropecuario para el mes de diciembre de 2017.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 126/2017

Acuerdo por el que se dan a conocer los estímulos fiscales a la gasolina y al diésel en los sectores pesquero y agropecuario para el mes de diciembre de 2017.

JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 31, fracción XXXIV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5o., segundo párrafo de la Ley de Energía para el Campo; Primero del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican; primero del Acuerdo por el que se establecen estímulos fiscales a la gasolina y el diésel en los sectores pesquero y agropecuario, y 4o. del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

Artículo Primero.- El presente Acuerdo tiene por objeto dar a conocer el monto de los estímulos fiscales aplicables en todo el territorio nacional a la gasolina menor a 92 octanos y al diésel para uso en el sector pesquero y agropecuario de conformidad con el artículo primero del Acuerdo por el que se establecen estímulos fiscales a la gasolina y el diésel en los sectores pesquero y agropecuario, publicado el 30 de diciembre de 2015 en el Diario Oficial de la Federación.

Artículo Segundo.- Los porcentajes de los estímulos fiscales aplicables para el mes de diciembre de 2017, son los siguientes:

COMBUSTIBLE	PORCENTAJE DE ESTÍMULO diciembre 2017
Gasolina menor a 92 octanos	71.63%
Diésel para el sector pesquero	74.05%
Diésel para el sector agropecuario	74.05%

Artículo Tercero.- El monto de los estímulos fiscales conforme a los porcentajes de estímulo mencionados en el artículo Segundo del presente Acuerdo aplicables en todo el territorio nacional a la gasolina menor a 92 octanos y al diésel para el mes de diciembre de 2017, son los siguientes:

Combustible	Monto del estímulo fiscal diciembre 2017 (pesos/litro)
Gasolina menor a 92 octanos	\$2.00
Diésel para el sector pesquero	\$2.00
Diésel para el sector agropecuario	\$2.00

Dichos montos de estímulo más el IVA correspondiente, se aplicarán para reducir los precios de la gasolina menor a 92 octanos y el diésel en las regiones del país en que se realice la enajenación a los beneficiarios del sector pesquero y agropecuario.

TRANSITORIO

Único.- El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Atentamente

Ciudad de México, a 27 de noviembre de 2017.- En ausencia del Secretario de Hacienda y Crédito Público y del Subsecretario del Ramo y con fundamento en el artículo 105 del Reglamento Interior de esta Secretaría, el Subsecretario de Ingresos, **Miguel Messmacher Linartas**.- Rúbrica.

ACUERDO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

ACUERDO 127/2017**ACUERDO POR EL QUE SE REFORMAN Y ADICIONAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LAS REGLAS DE CARÁCTER GENERAL PARA DEFINIR LOS MÉTODOS DE AJUSTE DEL VALOR DE LOS HIDROCARBUROS DE LOS DERECHOS SOBRE HIDROCARBUROS**

JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ ANAYA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 1 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y 6o., fracción XXXIV del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el séptimo párrafo del artículo 27 Constitucional; así como el artículo Sexto Transitorio del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación; la Ley de Hidrocarburos, y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Ejecutivo Federal puede otorgar asignaciones exclusivamente a empresas productivas del Estado, concediéndoles el derecho a realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos;

Que conforme al Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos el Estado Mexicano percibirá ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos llevadas a cabo al amparo de las asignaciones;

Que el artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, faculta a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para expedir las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos correspondientes;

Que el 16 de febrero de 2015, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Acuerdo por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos, mismo que fue modificado mediante los Acuerdos 08/2015 y 10/2016, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de julio de 2015 y 12 de febrero de 2016, respectivamente, cuya finalidad es establecer el método de ajuste del valor de los Hidrocarburos extraídos para determinar los derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos establecidos en los artículos 39 y 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y

Que de la revisión del proceso de aplicación del método de ajuste del valor de los Hidrocarburos extraídos se observa la necesidad de precisar y establecer el alcance de algunos aspectos del referido proceso, en cuanto a la forma de cálculo y de ajuste del valor de los hidrocarburos extraídos que se utilizarán para determinar los derechos señalados en los artículos 39 y 44 de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

Artículo Único. Se **REFORMAN** los numerales 2, primer párrafo; Capítulo II, primer párrafo; Sección I, en su encabezado; 3; 4; 5; 6; Sección II, en su encabezado; 7; 8; 9; 10; 11; Capítulo III, primer párrafo; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20; 21, primer párrafo; Capítulo V, en su encabezado, y 22, en su encabezado, primer párrafo, inciso e), y se **ADICIONAN** los numerales 8 Bis; 11 Bis; 17 Bis y 22, con un segundo y tercer párrafos del Acuerdo por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2015, y sus modificaciones posteriores, para quedar como sigue:

“2. De la clasificación del tipo de Petróleo.

Para efectos del artículo 48, fracciones II y V de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se clasificará el Petróleo tomando en cuenta los grados API y contenido de azufre del Petróleo crudo de acuerdo con la siguiente tabla:

...

CAPÍTULO II.

Determinación de precios y del valor de los hidrocarburos para el cálculo del derecho por la utilidad compartida.

El Asignatario deberá pagar de forma anual el derecho por la utilidad compartida (*DUC*), de acuerdo a lo establecido en los artículos 39, 40 y 41 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para ello deberá obtener el valor de los Hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate.

...

Sección I. Determinación del precio y valor del Petróleo.**3. De la clasificación del Petróleo.**

Para la determinación del precio promedio ponderado del Barril de cada tipo de Petróleo señalado en el numeral 2 de las presentes reglas, en el periodo (*t*), ($PP_{DUC,m_{(API,S)},t}$), el Asignatario deberá clasificar tanto los comprobantes fiscales digitales por Internet de la enajenación de cada tipo de Petróleo exportado en el periodo (*t*), $CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$, así como los comprobantes fiscales digitales por Internet de la comercialización de cada tipo de Petróleo dentro del país en el periodo (*t*), $CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$, de acuerdo a los grados API y al contenido de azufre del volumen de Petróleo enajenado en el periodo (*t*) que se declarará.

Para efectos de lo dispuesto en la presente Sección, se calcularán los ingresos y Barriles provenientes de la exportación y comercialización dentro del país, por cada tipo de Petróleo, en moneda nacional, en el periodo (*t*), conforme a las siguientes fórmulas:

$$IPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^n CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t} \text{ de los ingresos en moneda nacional.}$$

$$BPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^n CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t} \text{ de los volúmenes enajenados.}$$

$$IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^m CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t} \text{ de los ingresos en moneda nacional.}$$

$$BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^m CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t} \text{ de los volúmenes enajenados.}$$

$$BPTot_{DUC,m_{(API,S)},t} = BPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} + BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}$$

Dónde:

$PP_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (<i>t</i>) para la determinación del DUC.
$CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la enajenación de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado en el periodo (<i>t</i>), donde: $i = 1, 2, 3 \dots n$.
$CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país en el periodo (<i>t</i>), donde: $i = 1, 2, 3 \dots m$.
$m_{(API,S)}$	=	Tipo de Petróleo (Súper-ligero/Dulce; Súper-ligero/Semi-amargo; Súper-ligero/Amargo; Ligero/Dulce; Ligero/Semi-amargo; Ligero/Amargo; Mediano/Dulce; Mediano/Semi-amargo; Mediano/Amargo; Pesado/Dulce; Pesado/Semi-amargo; Pesado/Amargo; Extra-pesado/Dulce; Extra-pesado/Semi-amargo, y Extra-pesado/Amargo).
(<i>t</i>)	=	Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
(<i>n</i>)	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$) expedidos en el periodo (<i>t</i>).
(<i>m</i>)	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$) expedidos en el periodo (<i>t</i>).
$IPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la exportación del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PEXP_i)_{DUC,m_{(API,S)},t}$) expedidos en el periodo (<i>t</i>).

$BPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ exportado conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet $(CFDI(PExp_i)_{DUC,m_{(API,S)},t})$ expedidos en el período (t) .
$IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ dentro del país, conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet $(CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t})$ expedidos en el período (t) .
$BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet $(CFDI(PCI_i)_{DUC,m_{(API,S)},t})$ expedidos en el período (t) .
$BPTot_{DUC,m_{(API,S)},t}$	=	Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ exportado y comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet $(CFDI(P_i)_{m_{(API,S)},t})$ expedidos en el período (t) .

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ en el periodo (t) , no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación del Petróleo que le dio origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación del Petróleo.

4. De la determinación de los precios por tipo de Petróleo.

La determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$, en el periodo (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional por Barril de Petróleo, conforme las siguientes fórmulas:

$$PP_{DUC,m_{(API,S)},t} = \left(\frac{BPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPTot_{DUC,m_{(API,S)},t}} * PPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} \right) + \left(\frac{BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPTot_{DUC,m_{(API,S)},t}} * PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} \right)$$

Considerando que:

$$PPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} = \frac{IPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t}}$$

Y que:

$$1) PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} = MAX \left[\frac{IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}, PPEXP_{DUC,m_{(API,S)},t} \right];$$

$$2) PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} = PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} \text{ Si } \left[(PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t}) \geq \frac{IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}} \right];$$

$$PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t} = \frac{IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}} \text{ Si } \left[(PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t}) < \frac{IPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}} \right];$$

Conforme a las fórmulas anteriores, para la determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ comercializado dentro del país en el periodo (t) , $(PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t})$, se deberá atender a lo siguiente:

1) En caso de que exista comercialización del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ exportado en el periodo (t) , se utilizará el precio que resulte mayor entre el precio promedio ponderado de éste y el precio que resulte de la división de los ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ dentro del país, conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el período (t) , entre el volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el período (t) .

2) En caso de que no exista comercialización del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ exportado en el periodo (t) , se utilizará el precio del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ que resulte mayor entre el resultado de dividir los ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ dentro del país, conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t) , entre el volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet, que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t) , y el precio del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ del periodo (t) , que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ en el periodo (t) , $(PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t})$, con base en la siguiente tabla.

Clasificación por grados API		Fórmula aplicable
Súper-ligero ^(a)	39.0 < API	$PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} = TC_{DUC,t} * (0.227 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.749 \cdot Brent_{DUC,t})$
Ligero ^(b)	31.1 < API ≤ 39.0	$PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} = TC_{DUC,t} * (0.263 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.709 \cdot Brent_{DUC,t} - 1.574 \cdot S_t)$
Mediano ^(c)	22.3 < API ≤ 31.1	$PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} = TC_{DUC,t} * (0.387 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.570 \cdot Brent_{DUC,t} - 1.625 \cdot S_t)$
Pesado ^(d)	10.0 < API ≤ 22.3	$PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} = TC_{DUC,t} * (0.468 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.524 \cdot Brent_{DUC,t} - 4.630 \cdot S_t)$
Extra-pesado ^(e)	API ≤ 10.0	$PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t} = TC_{DUC,t} * (0.468 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.524 \cdot Brent_{DUC,t} - 4.630 \cdot S_t)$

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de las fórmulas previstas en la tabla anterior para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el “Reporte Anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos que considerará incluir en las bases de licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos” para el ejercicio fiscal correspondiente (Reporte Anual de la SHCP), previsto en el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Dónde:

- $PPExp_{DUC,m_{(API,S)},t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$, exportado en el periodo (t) .
- $PPCI_{DUC,m_{(API,S)},t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ comercializado dentro del país en el periodo (t) .
- $PP(F)_{DUC,m_{(API,S)},t}$ = Precio del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ del periodo (t) , que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ en el periodo (t) .
- $TC_{DUC,t}$ = Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t) , considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) .
- $LLS_{DUC,t}$ = Precio promedio del crudo marcador Light Louisiana Sweet (LLS) equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) . Se utilizará la clave del marcador de referencia LLS que se señala en el Reporte Anual de la SHCP.
- $Brent_{DUC,t}$ = Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) . Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señala en el Reporte Anual de la SHCP.
- S_t = Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ extraído en el periodo (t) multiplicado por cien, considerando dos decimales, conforme a lo señalado en el numeral 5 de las presentes reglas.

En caso de operaciones con partes relacionadas los precios del Barril del Petróleo obtenidos de los comprobantes fiscales digitales por Internet deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

Adicionalmente, el Asignatario deberá obtener para cada tipo de Petróleo ($m_{(API,S)}$) el promedio ponderado de grados API y el promedio ponderado de contenido de azufre respecto al volumen enajenado conforme los registros de los comprobantes fiscales digitales por Internet expedidos en el periodo de que se trate.

5. De la determinación del volumen extraído por tipo de Petróleo.

Para determinar el volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), ($BPExtA_{iDUC,m_{(API,S)},t}$) conforme a esta Sección, se considerará el volumen extraído, incluyendo el volumen de consumo, como las mermas por derramas o quema que de este producto efectúe el Asignatario en cada Asignación (A_i), el cual se deberá caracterizar por el promedio ponderado de grados API y el contenido de azufre en los Puntos de Medición que apruebe la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello, posteriormente se clasificará según los criterios señalados en el numeral 2 de las presentes reglas.

Dónde:

- A_i = Asignación, con $i = 1,2,3 \dots n$, donde n es el número total de Asignaciones vigentes en el ejercicio.
- $BPExtA_{iDUC,m_{(API,S)},t}$ = Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t).

6. De la determinación del valor acumulado del Petróleo extraído.

La determinación del valor del Petróleo extraído en cada periodo (t), conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación del pago anual y pagos provisionales mensuales del derecho por la utilidad compartida a que se refieren los artículos 39 y 42, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48, fracción II de la ley antes señalada, el valor del Petróleo se deberá obtener de acuerdo a lo siguiente:

I. Valor del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t): Se calculará multiplicando el volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), de conformidad con el numeral 5 de las presentes reglas, por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 4 de las mismas.

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t), menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), entre el volumen de Barriles de Petróleo acumulado extraído en todas las Asignaciones en el periodo (t), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el párrafo anterior, cuyo resultado no podrá ser menor a cero, como se muestra a continuación:

$$VPA_{iDUC,m_{(API,S)},t} = \left(BPExtA_{iDUC,m_{(API,S)},t} * PP_{DUC,m_{(API,S)},t} \right) + \left[(IAP_{DUC,t} - DDBP_{DUC,t}) * \frac{BPExtA_{iDUC,m_{(API,S)},t}}{BPExtTot_{DUC,t}} \right]$$

Tal que $VPA_{iDUC,m_{(API,S)},t} \geq 0$

Dónde:

- $VPA_{iDUC,m(API,S),t}$ = Valor del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t).
- $IAP_{DUC,t}$ = Ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado, correspondientes a todos los comprobantes fiscales digitales por Internet del periodo (t) que se declara.
- $DDBP_{DUC,t}$ = Devoluciones, descuentos y bonificaciones derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado, correspondientes a todos los comprobantes fiscales digitales por Internet del periodo (t) que se declara.
- $BPExtTot_{DUC,t}$ = Volumen de Barriles de Petróleo acumulado extraído en todas las Asignaciones en el periodo (t).

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación del Petróleo cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

II. Valor del Petróleo por Asignación (A_i): Se calculará sumando el valor del Petróleo acumulado de los diferentes tipos de Petróleo ahí extraídos.

$$VPA_{iDUC,t} = \sum_{a1}^{e3} VPA_{iDUC,m(API,S),t}$$

Dónde:

- $VPA_{iDUC,t}$ = Valor del Petróleo acumulado extraído por Asignación (A_i) en el periodo (t).

III. Valor del Petróleo por región: Se calculará sumando el valor acumulado del Petróleo de cada Asignación (A_i) que pertenezca a la misma región, conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

En caso de tener volúmenes de Petróleo extraído del tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (t) y no se cuente con un precio conforme a la clasificación del tipo de Petróleo señalada en el numeral 2 de las presentes reglas, el precio promedio ponderado que se utilizará será aquél que resulte de aplicar la fórmula señalada en el numeral 4 de las mismas, considerando los grados API y el contenido de azufre del volumen de Hidrocarburos extraído en dicho periodo.

Sección II. Determinación del precio y valor de los componentes del Gas Natural.

7. De la determinación del precio de los componentes del Gas Natural.

La determinación del precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional por millón de BTU, (MMBTU), de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PGNC_{jDUC,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNC_{jDUC,i,t} * PGNC_{jDUC,i,t}}{BTUGNTot_{jDUC,t}}$$

Considerando que:

$$ft^3c_{jDUC,i,t} = ft^3Tot_{DUC,i,t} \times MVC_{jDUC,i,t}$$

$$BTUGNc_{jDUC,i,t} = \frac{ft^3c_{jDUC,i,t} \times HPC_j}{1000000}$$

$$PGNc_{jDUC,i,t} = \frac{HPC_j * IGN_{DUC,i,t}}{\sum_{c_j=1}^{c_j=n} (HPC_j * BTUGNc_{jDUC,i,t})}$$

$$BTUGNTotc_{jDUC,t} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNc_{jDUC,i,t}$$

Dónde:

$PGNc_{jDUC,t}$	=	Precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU, en el periodo (t).
$BTUGNc_{jDUC,i,t}$	=	Volumen enajenado del componente (c_j) del Gas Natural, correspondiente a comprobante fiscal digital por Internet, CFDI(GN $_i$) (donde: $i = 1,2,3 \dots n$) expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$BTUGNTotc_{jDUC,t}$	=	Volumen total enajenado del componente (c_j) del Gas Natural expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$IGN_{DUC,i,t}$	=	Ingresos por la enajenación de la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$), en el periodo (t).
$PGNc_{jDUC,i,t}$	=	Precio del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$), en el periodo (t).
HPC_j	=	Poder calorífico del componente (c_j) del Gas Natural expresado en BTU/ft ³ , conforme al rubro Gross Heating Value BTU/ft ³ , fuel as ideal gas" de la "Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry" (Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otros compuestos de interés para la Industria del Gas Natural vigente) de la "Gas Processors Association" (GPA 2145-09), o la que la sustituya.
$ft^3c_{jDUC,i,t}$	=	Miles de pies cúbicos (ft ³) del componente (c_j) en la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$) en el periodo (t), reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
$ft^3Tot_{DUC,i,t}$	=	Miles de pies cúbicos (ft ³) totales de la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$), en el periodo (t), reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
$MVC_{jDUC,i,t}$	=	Fracción molar del componente (c_j) conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural enajenada del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$), en el periodo (t).
CFDI(GN $_i$)	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la enajenación del Gas Natural en el periodo (t), (donde: $i = 1,2,3 \dots n$).
n	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet CFDI(GN $_i$) expedidos por la enajenación de Gas Natural, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes del periodo (t) que corresponda.
(t)	=	Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
(c_j)	=	Componente del Gas Natural para $j = 1,2,\dots,n$: c_1 =metano, c_2 =etano, c_3 =propano, c_4 =butanos ($n-c_4$ = n-butano e $i-c_4$ = isobutano), c_5 =pentanos, c_6 =hexanos, c_7 =heptanos, c_8 =octanos, c_9 =nonanos, c_{10} =decanos, de acuerdo al nivel de desagregación de los componentes (c_j) conforme a los instrumentos de medida que autorice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para la determinación del precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), el Asignatario deberá identificar por cada comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) del periodo (t), el ingreso por la enajenación de la mezcla de Gas Natural, el volumen de la mezcla de Gas Natural en pies cúbicos, así como la fracción molar del componente (c_j) conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural, de acuerdo a la fórmula antes mencionada.

Para obtener el Poder calorífico del componente (c_j) del Gas Natural, el Asignatario se deberá sujetar a lo establecido en la última versión de la GPA 2145-09.

En el caso de que la mezcla de Gas Natural tenga n-butanos e isobutanos, se deberá calcular el precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t), como se muestra a continuación:

$$PGNc_{4DUC,i,t} = \frac{(PGNic_{4DUC,i,t} \times BTUGNic_{4DUC,i,t}) + (PGNnc_{4DUC,i,t} \times BTUGNnc_{4DUC,i,t})}{BTUGNc_{4DUC,i,t}}$$

Y para el cálculo del precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), se considerará la suma de los volúmenes enajenados del isobutano y del n-butano del Gas Natural, expresados en MMBTU en el periodo (t), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGNc_{4DUC,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNc_{4DUC,i,t} * PGNc_{4DUC,i,t}}{BTUGNTotc_{4DUC,t}}$$

$$BTUGNc_{4DUC,i,t} = BTUGNic_{4DUC,i,t} + BTUGNnc_{4DUC,i,t}$$

$$BTUGNTotc_{4DUC,t} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNc_{4DUC,i,t}$$

Dónde:

- $PGNc_{4DUC,i,t}$ = Precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t).
- $PGNic_{4DUC,i,t}$ = Precio del componente isobutano (ic_4) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t).
- $BTUGNic_{4DUC,i,t}$ = Volumen enajenado del componente isobutano (ic_4) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en MMBTU, en el periodo (t).
- $PGNnc_{4DUC,i,t}$ = Precio del componente n-butano (nc_4) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), en el periodo (t).
- $BTUGNnc_{4DUC,i,t}$ = Volumen enajenado del componente n-butano (nc_4) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en MMBTU, en el periodo (t).
- $BTUGNc_{4DUC,i,t}$ = Volumen enajenado de los butanos (c_4) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en millones de BTU en el periodo (t).
- $PGNc_{4DUC,t}$ = Precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t).
- $BTUGNTotc_{4DUC,t}$ = Volumen total enajenado de los butanos (c_4) del Gas Natural, expresado en MMBTU en el periodo (t).

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación del Gas Natural que le dio origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación del Gas Natural.

En operaciones con partes relacionadas, los precios de Gas Natural por MMBTU así determinados deberán corresponder a los precios y montos de contraprestaciones que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, incluyendo el detalle para los precios y montos correspondientes a cada uno de los componentes del Gas Natural extraído (metano, etano, propano y butanos), aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

En los casos en que el Ejecutivo Federal establezca el precio de productos conformados por la mezcla de uno o más de los componentes del Gas Natural, se deberán considerar dichos precios y las proporciones de cada componente que integra el producto para determinar la base gravable.

8. De la determinación del valor de los componentes del Gas Natural extraído.

La determinación del valor del Gas Natural, conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación del pago anual y pagos provisionales mensuales del derecho por la utilidad compartida a que se refieren los artículos 39 y 42, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48, fracción III de la ley antes señalada, se deberá multiplicar el volumen acumulado de cada uno de los componentes (c_j) del Gas Natural extraído (metano, etano, propano y butanos), incluyendo el volumen de consumo, las mermas por derramas, quema o venteo que de este producto efectúe el Asignatario en cada Asignación (A_i), menos el Gas Natural reinyectado al yacimiento de donde se extrajo originalmente, ($BTUGNExtc_{jDUC,A_i,t}$) siempre que el mismo no se considere un gasto deducible en términos del artículo 40 de la citada ley, por el precio, que para estos fines, será el obtenido conforme al numeral 7 de las presentes reglas.

Para fines de determinar el volumen extraído del Gas Natural que estará sujeto al pago del derecho por la utilidad compartida, se considerará el volumen del Gas Natural por cada uno de sus componentes (c_j) que se obtengan de la extracción o del procesamiento industrial de cada Asignación (A_i), de conformidad con las disposiciones administrativas relativas a la medición que establezca la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para lo cual el Asignatario deberá contar con los instrumentos de medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como su composición en los Puntos de Medición, tal y como se establece en el artículo 31 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) o la disposición que lo sustituya, y conforme a lo establecido en el dictamen técnico que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Una vez determinada la composición de la mezcla de Gas Natural extraída mensualmente en cada Asignación (A_i), especificando el porcentaje molar de cada componente, se procederá a calcular el volumen de cada uno de los componentes (c_j) del Gas Natural de dicho mes y se acumulará al periodo (t) que se declara.

Para obtener el volumen acumulado de cada uno de los componentes (c_j): metano, etano, propano y butanos del Gas Natural extraído, el Asignatario deberá:

I. Llevar los registros diarios del volumen de Gas Natural extraído por pozo de cada Asignación (A_i) por MMBTU y pies cúbicos (ft^3).

II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo al Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, comprendidos en el mes calendario correspondiente, que se encuentren en la Asignación (A_i). Dicho volumen se tendrá que separar por componente (c_j) de conformidad con el resultado obtenido del análisis cromatográfico realizado para determinar su composición de acuerdo al dictamen técnico correspondiente y a lo establecido en los LTMMH, y se acumulará al periodo (t) que se declara.

III. Sumar los volúmenes por componente (c_j) de cada Asignación (A_i), que pertenezcan a la misma región.

El Asignatario medirá para fines del volumen de Gas Natural extraído la Relación Gas-Aceite (RGA), el contenido de azufre y los MMBTU. Expresará el volumen extraído por pozo en pies cúbicos (ft^3), del periodo de que se trate, con su equivalencia en MMBTU; la medición del volumen de Gas Natural extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos, así como en los Puntos de Medición de cada Asignación que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita para ello.

Para determinar el valor del Gas Natural se deberá obtener, para cada uno de los componentes del Gas Natural lo siguiente:

I. La conversión diaria del volumen extraído de cada pozo, registrado en pies cúbicos (ft³), a su equivalente en MMBTU.

II. El volumen acumulado del componente (c_j) de Gas Natural extraído (BTUGNExt_{c_jDUC,A_i,t}): Sumando el volumen de Gas Natural por componente (c_j) extraído equivalente en MMBTU de cada pozo al Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, que pertenezca a la Asignación (A_i).

III. El valor de cada componente (c_j) del Gas Natural por Asignación (A_i) (VGNc_{jDUC,A_i,t}): Los volúmenes de cada componente del Gas Natural a que se refiere la fracción anterior deberán ser multiplicados por los precios obtenidos de acuerdo a la metodología del numeral 7 de las presentes reglas.

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de la mezcla de Gas Natural enajenada en el periodo (t) (IAGN_{DUC,t}), menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad de la mezcla de Gas Natural enajenada en el periodo (t) (DDBGN_{DUC,t}), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de cada componente (c_j) de Gas Natural obtenido de conformidad con la fracción anterior, entre el volumen acumulado de todos los componentes del Gas Natural extraído en todas las Asignaciones (BTUGNExtTot_{DUC,t}), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el párrafo anterior, cuyo resultado no podrá ser menor a cero, como se muestra a continuación:

$$VGNc_{jDUC,A_i,t} = \left(BTUGNExt_{c_jDUC,A_i,t} * PGNC_{jDUC,t} \right) + \left[(IAGN_{DUC,t} - DDBGN_{DUC,t}) * \frac{BTUGNExt_{c_jDUC,A_i,t}}{BTUGNExtTot_{DUC,t}} \right]$$

Tal que $VGNc_{jDUC,A_i,t} \geq 0$

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación del Gas Natural de los comprobantes fiscales digitales por Internet cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

IV. El valor de cada componente (c_j) del Gas Natural por región: Se calculará sumando el valor acumulado de cada componente del Gas Natural de cada Asignación (A_i) que pertenezca a la misma región, conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

Asimismo, cuando la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c₅⁺) se deberá identificar los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante (c_j) con la finalidad de que éstos sean expresados como Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural conforme a la metodología contenida en el Capítulo 14.5 del “Manual of Petroleum Measurement Standards” del “American Petroleum Institute” (API MPMS 14.5) y la GPA 2145-09:

$$LC_{c_j,mes}^{id} = X_{c_j,mes} \times 1000 \times \frac{1}{\left(\frac{ft^3_{gas,id}}{gal_{liquid}} \right)_{c_j}} \times \frac{P_b}{14.696}$$

$$Z_{mes} = 1 - \left[P_b \times \left(\sum X_{c_j,mes} \times b_{c_j} \right)^2 \right]$$

$$LC_{c_j,mes} = \frac{LC_{c_j,mes}^{id}}{Z_{mes}}$$

- $LC_{c_j,mes}^{id}$ = Contenido teórico de Hidrocarburos líquidos del componente (c_j) dentro de la mezcla de Gas Natural en el mes correspondiente.
- $X_{c_j,mes}$ = Fracción molar del componente (c_j) en el mes correspondiente.
- $\left(\frac{ft^3_{gas,id}}{gal_{liquid}} \right)_{c_j}$ = Volumen de gas ideal expresado en pies cúbicos (ft³) por galón líquido del componente (c_j), conforme a la GPA 2145-09.
- P_b = Presión base expresada en psia de acuerdo a lo establecido en el artículo 11 de los LTMMH.

c_j	=	Es el subíndice que denota a los componentes de la mezcla de Gas Natural para $j = 1, 2, \dots, n$, donde: c_1 =metano, c_2 =etano, c_3 =propano, c_4 =butanos ($n-c_4$ = n-butano e $i-c_4$ = isobutano), c_5 =pentanos, c_6 =hexanos, c_7 =heptanos, c_8 =octanos, c_9 =nonanos, c_{10} =decanos, de acuerdo al nivel de desagregación de los componentes (c_j) conforme a los instrumentos de medida que autorice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
b_{c_j}	=	Factor de suma del componente (c_j), conforme a la GPA 2145-09.
Z_{mes}	=	Factor de compresibilidad en el mes correspondiente.
$LC_{c_j,mes}$	=	Galones de Hidrocarburo líquido equivalente por cada mil pies cúbicos (ft^3) de Hidrocarburo gaseoso en el mes correspondiente.

A fin de expresar en Barriles de Condensados equivalentes el volumen resultante en galones de Hidrocarburos líquidos, conforme a las fórmulas señaladas, se deberán aplicar las siguientes fórmulas:

$$BCEq_{c_j DUC, A_i, mes} = \frac{LC_{c_j, mes} \times ft^3 GN_{A_i, mes}}{42}$$

$$BCEq_{DUC, A_i, mes} = \sum_{c_j=5}^{c_j=10} BCEq_{c_j, DUC, A_i, mes}$$

$$BCEq_{DUC, A_i, t} = \sum_{mes=1}^{mes=12} BCEq_{DUC, A_i, mes}$$

Dónde:

$BCEq_{c_j DUC, A_i, mes}$	=	Barriles de Condensados equivalentes del componente (c_j) extraído en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente (pentanos en adelante).
$ft^3 GN_{A_i, mes}$	=	Miles de pies cúbicos (ft^3) de la mezcla de Gas Natural extraído en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente, reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
Un Barril	=	42 galones.
$BCEq_{DUC, A_i, mes}$	=	Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente.
$BCEq_{DUC, A_i, t}$	=	Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) acumulados en el periodo (t).

Los Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural determinados de esta manera, deberán considerarse en el cálculo del valor de Condensados por Asignación (A_i) determinado conforme al numeral 10 de las presentes reglas, con el fin de determinar el volumen total de Condensados producidos por Asignación (A_i).

Para fines del artículo 48, fracción III de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se considerarán las unidades térmicas (MMBTU) por componente (c_j) conforme a este numeral como el volumen para determinar el valor del Gas Natural.

8 Bis. Comprobantes fiscales de los ingresos por la enajenación de Gas Natural.

Para los efectos del artículo 48, fracción VI de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los comprobantes fiscales digitales por Internet $CFDI(GN)_i$ que expida el Asignatario por la enajenación de Gas Natural, deberán identificar en cada comprobante el importe de la factura, el volumen de la mezcla de Gas Natural (pies cúbicos y contenido calórico en BTU), el o los precios unitarios correspondientes, así como la fracción molar de los componentes en la mezcla de Gas Natural vendida de conformidad con el análisis cromatográfico obtenido para determinar su composición.

Sección III. ...**9. De la determinación del precio de los Condensados.**

La determinación del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados en el periodo (t) que corresponda se calculará, en moneda nacional, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PC_{DUC,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BC_{DUC,i,t} * PC_{DUC,i,t}}{BCTot_{DUC,t}}$$

Considerando que:

$$PC_{DUC,i,t} = \frac{IC_{DUC,i,t}}{BC_{DUC,i,t}}$$

Dónde:

$PC_{DUC,t}$	= Precio promedio ponderado acumulado del Barril de los Condensados en el período (t).
$PC_{DUC,i,t}$	= Precio del Barril de los Condensados del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(C) _i , donde: $i = 1,2,3 \dots n$, del periodo (t).
$IC_{DUC,i,t}$	= Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la enajenación de Condensados del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(C) _i en el periodo (t).
$BC_{DUC,i,t}$	= Volumen acumulado de Barriles de los Condensados del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(C) _i , enajenado en el periodo (t).
$BCTot_{DUC,t}$	= Volumen acumulado de Barriles de Condensados enajenados en el periodo (t).
n	= Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet CFDI(C) _i expedidos en el periodo (t).
(t)	= Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados, no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación de los Condensados que le dio origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Condensados.

En caso de operaciones con partes relacionadas, los precios del Barril de los Condensados obtenidos de los comprobantes fiscales digitales por Internet deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

En el caso de que el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DUC,t}$), determinado conforme a lo establecido en el primer párrafo del presente numeral, sea inferior al que resulte de aplicar la siguiente fórmula, se utilizará esta última:

$$PC(F)_{DUC,t} = TC_{DUC,t} * (-1.965 + 0.815 * Brent_{DUC,t})$$

Dónde:

$PC(F)_{DUC,t}$	= Precio del Barril de los Condensados del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DUC,t}$) en el periodo (t).
$Brent_{DUC,t}$	= Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el período (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t). Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señala en el <i>Reporte Anual de la SHCP</i> .

- $TC_{DUC,t}$ = Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t), considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).
- (t) = Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de la fórmula anterior, para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el *Reporte Anual de la SHCP*.

Asimismo, cuando la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), se deberá determinar un precio promedio ponderado de los Condensados a partir de los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural, como se muestra a continuación:

I. Identificar los Barriles de Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por Asignación (A_i) ($BCEq_{DUC,A_i,t}$), determinados de conformidad con el numeral 8 de las presentes reglas.

II. Determinar el ingreso correspondiente a los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) a partir del ingreso estimado para cada uno de los componentes de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t) ($ICEq_{DUC,A_i,t}$). Para ello, se calculará la sumatoria de la multiplicación del precio del Gas Natural del componente (c_j) por MMBTU del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t) ($PGNc_{jDUC,i,t}$), por el volumen enajenado de Gas Natural del componente (c_j) correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en MMBTU en el periodo (t) ($BTUGNc_{jDUC,i,t}$), obtenidos de conformidad con el numeral 8 de las presentes reglas, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{DUC,A_i,t} = \sum_{c_j=5}^{c_j=10} (PGNc_{jDUC,i,t} \times BTUGNc_{jDUC,i,t})$$

III. Obtener el ingreso de los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) en el periodo (t) ($ICEq_{DUC,A_i,t}$), a partir de la sumatoria del ingreso de los Condensados equivalentes por comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) ($ICEq_{DUC,A_i,t}$), determinados de conformidad con la fracción anterior, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{DUC,A_i,t} = \sum_{i=1}^n (ICEq_{DUC,A_i,t})$$

IV. Determinar el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados equivalentes en el periodo (t) ($PCEq_{DUC,t}$), correspondiente a los componentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural, dividiendo el valor de los Condensados equivalentes obtenido de conformidad con la fracción III del presente numeral, entre los Barriles de Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por Asignación (A_i) obtenidos de conformidad con la fracción I del presente numeral, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PCEq_{DUC,t} = \frac{ICEq_{DUC,A_i,t}}{BCEq_{DUC,A_i,t}}$$

10. De la determinación del valor de los Condensados.

La determinación del valor de los Condensados, conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación del pago anual y pagos provisionales mensuales del derecho por la utilidad compartida, a que se refieren los artículos 39 y 42, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48, fracción IV de la ley antes señalada, se deberán sumar los valores acumulados de los Condensados obtenidos de conformidad con el presente numeral.

Para obtener el volumen acumulado extraído de Condensados el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen extraído por pozo.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, que se encuentren en la Asignación (A_i):

a) Barriles de Condensados extraídos en la Asignación (A_i) ($BCE_{ExtDUC,A_i,t}$)

El Asignatario determinará para fines del volumen de los Condensados extraídos, la medición de los grados API, y el contenido de azufre, dicho volumen se expresará en Barriles; la medición del volumen de Condensados extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos y en los Puntos de Medición de cada Asignación (A_i) que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello.

b) En caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), se deberán determinar los Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) acumulados en el periodo (t), ($BCE_{qDUC,A_i,t}$) acorde a lo especificado en el numeral 8 de las presentes reglas.

III. Sumar los volúmenes de cada Asignación (A_i) que pertenezcan a la misma región.

Para determinar el valor de los Condensados se deberá obtener lo siguiente:

I. El volumen acumulado de los Condensados extraídos en la Asignación (A_i) ($BCE_{ExtDUC,A_i,t}$), así como el volumen acumulado de Barriles de Condensados equivalentes que se deriven de la separación de los componentes de Condensados en el Gas Natural extraído en la Asignación (A_i) ($BCE_{qDUC,A_i,t}$).

II. El valor de los Condensados totales por Asignación (A_i) ($VCTot_{DUC,A_i,t}$) será calculado conforme a lo siguiente:

a) Se multiplicará el volumen acumulado de los Condensados extraídos por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del primer párrafo del numeral 9 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$(BCE_{ExtDUC,A_i,t} * PC_{DUC,t})$$

b) Se multiplicará el volumen acumulado de Barriles de Condensados equivalentes por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del último párrafo del numeral 9 de las presentes reglas, en caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), acorde a lo especificado en el numeral 8 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$(BCE_{qDUC,A_i,t} * PCE_{qDUC,t})$$

c) Se sumará el valor de los Condensados extraídos calculados de conformidad con el inciso a) de la presente fracción, y el valor de los Condensados equivalentes calculados de conformidad con el inciso b) de la presente fracción, como se muestra a continuación:

$$VCTot_{DUC,A_i,t} = [(BCE_{ExtDUC,A_i,t} * PC_{DUC,t})] + [(BCE_{qDUC,A_i,t} * PCE_{qDUC,t})]$$

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de los Condensados enajenados en el periodo (t) ($IAC_{DUC,t}$) menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad de los Condensados enajenados en el periodo (t) ($DDBC_{DUC,t}$), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen acumulado de los Condensados obtenido conforme a la fracción I del presente numeral, entre el volumen acumulado de los Condensados extraídos en todas las Asignaciones ($BCTotExt_{DUC,t}$), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el inciso c) de la presente fracción, cuyo resultado no podrá ser menor a cero como se muestra a continuación:

$$VC_{DUC,A_i,t} = [(BCE_{ExtDUC,A_i,t} * PC_{DUC,t}) + (BCE_{qDUC,A_i,t} * PCE_{qDUC,t})] + [(IAC_{DUC,t} - DDBC_{DUC,t}) * \frac{BCE_{ExtDUC,A_i,t}}{BCTotExt_{DUC,t}}]$$

Tal que $VC_{DUC,A_i,t} \geq 0$

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación de los Condensados cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

III. El valor de los Condensados por región: Se obtendrá de la suma del valor acumulado de los Condensados de cada Asignación que pertenezca a la misma región conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

Sección IV. ...

11. De los criterios de ajuste del valor de los Hidrocarburos.

Se considerará como valor de los Hidrocarburos a la suma del valor de Petróleo, Gas Natural y Condensados que resulte de aplicar lo dispuesto en los numerales 6, 8, 10 y 11 de las presentes reglas.

Para la determinación del valor de los Hidrocarburos, el Asignatario deberá aplicar únicamente el monto del valor de las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de los Hidrocarburos enajenados del periodo (t), dichos ajustes se considerarán a partir del mes en que se presenten, siempre que correspondan al ejercicio fiscal que se esté declarando y por tipo de Hidrocarburo, como se señala a continuación:

I. Petróleo: El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 6 de las presentes reglas, de manera tal que el valor por tipo de Petróleo extraído en la Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

II. Gas Natural: El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 8 de las presentes reglas, de manera tal que el valor de cada componente del Gas Natural por Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

III. Condensados: El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 10 de las presentes reglas, de manera tal que el valor de los Condensados por Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

El Asignatario no podrá duplicar las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Hidrocarburos o ingresos adicionales derivado de los ajustes a las enajenaciones del Petróleo, Gas Natural y Condensados que ya hayan sido aplicados en la determinación del valor de cada uno de los Hidrocarburos antes señalados.

Cuando tales devoluciones, descuentos y bonificaciones se deriven por actos de negligencia, conducta fraudulenta, dolosa o mala fe por parte del Asignatario, éstos no serán admisibles para su aplicación en el valor de los Hidrocarburos.

En el caso de la determinación anual del valor de los Hidrocarburos, el Asignatario deberá considerar las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales antes señalados que correspondan a los comprobantes fiscales digitales por Internet de enajenaciones del ejercicio fiscal respectivo.

11 Bis. Del tipo de cambio aplicable para determinar el monto máximo de deducciones.

Para efectos de determinar el monto máximo de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles a que se refieren los artículos 41, fracciones I y II, y 42, fracción I, incisos a) y b), de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se utilizará como tipo de cambio para convertir las cantidades en dólares de los Estados Unidos de América a que se refieren los citados artículos, el promedio del tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD), considerando para los efectos de este numeral los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).

CAPÍTULO III.

Determinación de precios y del valor de los hidrocarburos para el cálculo del derecho de extracción de hidrocarburos.

Para efectos de lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Asignatario deberá obtener el valor de los Hidrocarburos extraídos durante el mes al que corresponda el cálculo, para el pago del derecho de extracción de hidrocarburos ($DEXT$).

Sección I. Determinación del precio y valor del Petróleo

12. De la clasificación del Petróleo.

Para la determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$), en el periodo (t), ($PP_{DEXT,m_{(API,S)},t}$), el Asignatario deberá clasificar tanto los comprobantes fiscales digitales por Internet de la enajenación del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado en el periodo (t), así como los comprobantes fiscales digitales por Internet de la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país en el periodo (t), de acuerdo a los grados API y al contenido de azufre del volumen de Petróleo enajenado en el mes (t) que se declara, conforme a las categorías de tipo de Petróleo establecidas en el numeral 2 de las presentes reglas.

Para efectos de lo dispuesto en la presente Sección, se calcularán los ingresos y Barriles provenientes de la exportación y comercialización dentro del país, por cada tipo de Petróleo, en moneda nacional, en el periodo (t), conforme a las siguientes fórmulas:

$$IPEXP_{DEXT,m(API,S),t} = \sum_{i=1}^n CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t} \text{ de los ingresos en moneda nacional.}$$

$$BPEXP_{DEXT,m(API,S),t} = \sum_{i=1}^n CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t} \text{ de los volúmenes enajenados.}$$

$$IPCI_{DEXT,m(API,S),t} = \sum_{i=1}^m CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t} \text{ de los ingresos en moneda nacional.}$$

$$BPCI_{DEXT,m(API,S),t} = \sum_{i=1}^m CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t} \text{ de los volúmenes enajenados.}$$

$$BPTot_{DEXT,m(API,S),t} = BPEXP_{DEXT,m(API,S),t} + BPCI_{DEXT,m(API,S),t}$$

Dónde:

$PP_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (t).
$CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la enajenación del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado en el periodo (t), donde: $PExp_i = 1,2,3 \dots n$.
$CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país en el periodo (t), donde: $PCI_i = 1,2,3 \dots m$.
$m_{(API,S)}$	=	Tipo de Petróleo (Súper-ligero Dulce, Súper-ligero Semi-amargo, Súper-ligero Amargo, Ligero Dulce, Ligero Semi-amargo, Ligero Amargo, Mediano Dulce, Mediano Semi-amargo, Mediano Amargo, Pesado Dulce, Pesado Semi-amargo, Pesado Amargo, Extra-pesado Dulce, Extra-pesado Semi-amargo y Extra-pesado Amargo).
(t)	=	Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
(n)	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
(m)	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
$IPEXP_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Ingresos mensuales en moneda nacional percibidos por la exportación del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
$BPEXP_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PExp_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
$IPCI_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Ingresos mensuales en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
$BPCI_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(PCI_i)_{DEXT,m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).
$BPTot_{DEXT,m(API,S),t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado y comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI(P_i)_{m(API,S),t}$) expedidos en el periodo (t).

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (t), no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación del Petróleo que le dieron origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación del Petróleo.

13. De la determinación de los precios por tipo de Petróleo.

La determinación del precio promedio ponderado mensual del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) para el mes (t) que se declarará, se calculará en moneda nacional por Barril de Petróleo aplicando las siguientes fórmulas:

$$PP_{DEXT,m_{(API,S)},t} = \left(\frac{BPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPTot_{DEXT,m_{(API,S)},t}} * PPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t} \right) + \left(\frac{BPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPTot_{DEXT,m_{(API,S)},t}} * PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t} \right)$$

Considerando que:

$$PPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t} = \frac{IPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t}}$$

Y que:

$$1) PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t} = \text{MAX} \left[\frac{IPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}, PPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t} \right];$$

$$2) PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t} = PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} \text{ Si } \left[\left(PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} \right) \geq \frac{IPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}} \right];$$

$$\text{ó}$$

$$PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t} = \frac{IPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}} \text{ Si } \left[\left(PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} \right) < \frac{IPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}}{BPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}} \right];$$

Conforme a las fórmulas anteriores, para la determinación del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) comercializado dentro del país en el periodo (t), ($PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}$), se deberá atender a lo siguiente:

1) En caso de que exista comercialización del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado en el periodo (t), se utilizará el precio que resulte mayor entre el precio promedio ponderado de éste y el precio que resulte de la división de los ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t), entre el volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t).

2) En caso de que no exista comercialización del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) exportado en el periodo (t), se utilizará el precio del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) que resulte mayor entre el resultado de dividir los ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización del Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) dentro del país, conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t), entre el volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) comercializado dentro del país conforme a los comprobantes fiscales digitales por Internet que le sean aplicables, expedidos en el periodo (t), y el precio del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) del periodo (t), que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (t) ($PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t}$) con base en la siguiente tabla:

Clasificación por grados API		Fórmula aplicable
Súper-ligero ^(a)	39.0 < API	$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} = TC_{DEXT,t} * (0.227 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.749 \cdot Brent_{DEXT,t})$
Ligero ^(b)	31.1 < API ≤ 39.0	$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} = TC_{DEXT,t} * (0.263 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.709 \cdot Brent_{DEXT,t} - 1.574 \cdot S_t)$
Mediano ^(c)	22.3 < API ≤ 31.1	$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} = TC_{DEXT,t} * (0.387 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.570 \cdot Brent_{DEXT,t} - 1.625 \cdot S_t)$
Pesado ^(d)	10.0 < API ≤ 22.3	$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} = TC_{DEXT,t} * (0.468 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.524 \cdot Brent_{DEXT,t} - 4.630 \cdot S_t)$
Extra-pesado ^(e)	API ≤ 10.0	$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t} = TC_{DEXT,t} * (0.468 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.524 \cdot Brent_{DEXT,t} - 4.630 \cdot S_t)$

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de las fórmulas previstas en la tabla anterior, para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el *Reporte Anual de la SHCP*.

Dónde:

$PPEXP_{DEXT,m_{(API,S)},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ exportado en el período (t) .
$PPCI_{DEXT,m_{(API,S)},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$, comercializado dentro del país en el período (t) .
$PP(F)_{DEXT,m_{(API,S)},t}$	=	Precio del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ del periodo (t) , que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ en el periodo (t) .
$TC_{DEXT,t}$	=	Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t) , considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) .
$LLS_{DEXT,t}$	=	Precio promedio del crudo marcador Light Louisiana Sweet (LLS) equivalente a la suma de los precios publicados en el período (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) . Se utilizará la clave del marcador de referencia LLS que se señala en el <i>Reporte Anual de la SHCP</i> .
$Brent_{DEXT,t}$	=	Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el período (t) , entre el número total de observaciones en dicho periodo (t) . Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señala en el <i>Reporte Anual de la SHCP</i> .
S_t	=	Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ extraído en el período (t) multiplicado por cien, considerando dos decimales.

En caso de operaciones con partes relacionadas, los precios del Barril del Petróleo obtenidos de los comprobantes fiscales digitales por Internet deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

Adicionalmente, el Asignatario deberá obtener para cada tipo de Petróleo $(m_{(API,S)})$ el promedio ponderado de grados API y el promedio ponderado de contenido de azufre respecto al volumen conforme los registros de los comprobantes fiscales digitales por Internet expedidos en el periodo de que se trate.

Para la determinación de la tasa aplicable del derecho de extracción de hidrocarburos al valor del Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$, el precio resultante conforme a la metodología establecida en el presente numeral, deberá dividirse entre el tipo de cambio indicado en este numeral, a efecto de compararlo con los límites señalados en el artículo 44, fracción I de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

14. De la determinación del volumen extraído por tipo de Petróleo.

Para determinar el volumen de Barriles de Petróleo tipo $(m_{(API,S)})$ extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t) , $(BPExtA_{iDEXT,m_{(API,S)},t})$, conforme a esta Sección, se considerará el volumen extraído de Petróleo, incluyendo el volumen del consumo, las mermas por derramas o quema que de este producto efectúe el Asignatario en cada Asignación (A_i) , el cual se deberá caracterizar por el promedio ponderado de grados API y el contenido de azufre en los Puntos de Medición que apruebe la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello, posteriormente se clasificará según los criterios señalados en el numeral 2 de las presentes reglas.

Dónde:

- A_i = Asignación, con $i = 1, 2, 3 \dots n$, donde n es el número total de Asignaciones vigentes.
- $BPExtA_{i, DEXT, m(API, S), t}$ = Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API, S)}$) acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t).

15. De la determinación del valor del Petróleo extraído

La determinación del valor del Petróleo extraído en cada periodo (t), conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación de los pagos mensuales definitivos del derecho que señala el artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48 de la Ley antes señalada el valor del Petróleo se deberá obtener de acuerdo a lo siguiente:

I. Valor del Petróleo tipo ($m_{(API, S)}$) extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t): se calculará multiplicando el Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API, S)}$) extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), de conformidad con el numeral 14 de las presentes reglas, por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 13 de las mismas.

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t), menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{(API, S)}$) extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), entre el volumen de Barriles de Petróleo extraído en todas las Asignaciones en el periodo (t), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el párrafo anterior, cuyo resultado no podrá ser menor a cero, como se muestra a continuación:

$$VPA_{i, DEXT, m(API, S), t} = \left(BPExtA_{i, DEXT, m(API, S), t} * PP_{DEXT, m(API, S), t} \right) + \left[(IAP_{DEXT, t} - DDBP_{DEXT, t}) * \frac{BPExtA_{i, DEXT, m(API, S), t}}{BPExtTot_{DEXT, t}} \right]$$

Tal que $VPA_{i, DEXT, m(API, S), t} \geq 0$

Dónde:

- $VPA_{i, DEXT, m(API, S), t}$ = Valor del Petróleo tipo ($m_{(API, S)}$) extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t).
- $IAP_{DEXT, t}$ = Ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado, correspondientes a todos los comprobantes fiscales digitales por Internet del periodo (t) que se declara.
- $DDBP_{DEXT, t}$ = Devoluciones, descuentos y bonificaciones derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado, correspondientes a todos los comprobantes fiscales digitales por Internet del periodo (t) que se declara.
- $BPExtTot_{DEXT, t}$ = Volumen de Barriles de Petróleo extraído en todas las Asignaciones en el periodo' (t).

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación del Petróleo cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

II. Valor del Petróleo por Asignación (A_i) Se calculará sumando el valor de los diferentes tipos de Petróleo ahí extraídos.

$$VPA_{i, DEXT, t} = \sum_{a1}^{e3} VP_{DEXT, A, m(API, S), t}$$

Dónde:

$$VPA_{i_{DEXT,t}} = \text{Valor del Petróleo extraído por Asignación } (A_i) \text{ en el periodo } (t).$$

III. Valor del Petróleo por región: Se calculará sumando el valor del Petróleo de cada Asignación (A_i) que pertenezca a la misma región, conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

En caso de tener volúmenes de Petróleo extraído del tipo ($m_{(API,S)}$) en el periodo (t) y no se cuente con un precio conforme la clasificación del tipo de petróleo señalada en el numeral 2 de las presentes reglas, el precio promedio ponderado que se utilizará será aquél que resulte de aplicar la fórmula señalada en el numeral 13 de las mismas, considerando los grados API y el contenido de azufre del volumen de Hidrocarburos extraído en dicho periodo.

Sección II. Determinación del precio y valor de los componentes del Gas Natural.

16. De la determinación del precio de los componentes del Gas Natural.

Para la determinación de la tasa a la que se refiere la fracción II del artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se utilizará el precio promedio ponderado mensual del componente (c_j) del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, determinado conforme al presente numeral.

La determinación del precio promedio ponderado mensual del componente (c_j) del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional por MMBTU, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PGNC_{j_{DEXT,t}} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNC_{j_{DEXT,i,t}} * PGNC_{j_{DEXT,i,t}}}{BTUGNTot_{c_{j_{DEXT,t}}}}$$

Considerando que:

$$ft^3_{c_{j_{DEXT,i,t}}} = ft^3_{Tot_{DEXT,i,t}} \times MVC_{j_{DEXT,i,t}}$$

$$BTUGNC_{j_{DEXT,i,t}} = \frac{ft^3_{c_{j_{DEXT,i,t}}} \times HPC_j}{1000000}$$

$$PGNC_{j_{DEXT,i,t}} = \frac{HPC_j * IGN_{DEXT,i,t}}{\sum_{c_j=1}^n (HPC_j * BTUGNC_{j_{DEXT,i,t}})}$$

$$BTUGNTot_{c_{j_{DEXT,t}}} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNC_{j_{DEXT,i,t}}$$

Dónde:

- $PGNC_{j_{DEXT,t}}$ = Precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t).
- $BTUGNC_{j_{DEXT,i,t}}$ = Volumen enajenado del componente (c_j) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet, CFDI(GN_i) (donde: $i = 1,2,3 \dots n$), expresado en MMBTU, en el periodo (t).
- $BTUGNCTot_{c_{j_{DEXT,t}}}$ = Volumen total enajenado del componente (c_j) de Gas Natural expresado en MMBTU, en el periodo (t).
- $IGN_{DEXT,i,t}$ = Ingresos por la enajenación de la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), en el periodo (t).
- $PGNC_{j_{DEXT,i,t}}$ = Precio del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t).
- HPC_j = Poder calorífico del componente (c_j) del Gas Natural expresado en BTU/ft³, conforme al rubro "Gross Heating Value BTU/ft³, fuel as ideal gas" de la GPA 2145-09.

$ft^3 c_{j_{DEXT,i,t}}$	=	Miles de pies cúbicos (ft^3) del componente (c_j) en la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t), reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
$ft^3 Tot_{DEXT,i,t}$	=	Miles de pies cúbicos (ft^3) totales de la mezcla de Gas Natural del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t), reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
$MVc_{j_{DEXT,i,t}}$	=	Fracción molar del componente (c_j) conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural enajenada del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), en el periodo (t).
CFDI(GN_i)	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la enajenación del Gas Natural en el periodo (t), (donde: $i = 1, 2, 3 \dots n$).
n	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet CFDI(GN_i) expedidos por la enajenación de Gas Natural, comprendidos desde el primer día hasta el último día del mes del periodo (t) que corresponda.
(t)	=	Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
(c_j)	=	Componente del Gas Natural para $j = 1, 2, \dots, n$: c_1 = metano, c_2 = etano, c_3 = propano, c_4 = butanos ($n-c_4$ = n-butano e $i-c_4$ = isobutano), c_5 = pentanos, c_6 = hexanos, c_7 = heptanos, c_8 = octanos, c_9 = nonanos, c_{10} = decanos, de acuerdo al nivel de desagregación de los componentes (c_j) conforme a los instrumentos de medida que autorice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para la determinación del precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), el Asignatario deberá identificar por cada comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) del periodo (t), el Ingreso por la enajenación de la mezcla de Gas Natural, el volumen de la mezcla de Gas Natural en pies cúbicos, así como la fracción molar del componente (c_j) conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural, de acuerdo a la fórmula antes mencionada.

Para obtener el Poder calorífico del componente (c_j) del Gas Natural, el Asignatario se deberá sujetar a lo establecido en la última versión de la GPA 2145-09.

En el caso de que la mezcla de Gas Natural tenga n-butanos e isobutanos se deberá calcular el precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t), como se muestra a continuación:

$$PGNc_{4DEXT,i,t} = \frac{(PGNc_{4DEXT,i,t} \times BTUGNc_{4DEXT,i,t}) + (PGNnc_{4DEXT,i,t} \times BTUGNnc_{4DEXT,i,t})}{BTUGNc_{4DEXT,i,t}}$$

Y para el cálculo del precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), se considerará la suma de los volúmenes enajenados del isobutano y del n-butano del Gas Natural, expresados en MMBTU en el periodo (t), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGNc_{4DEXT,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNc_{4DEXT,i,t} * PGNc_{4DEXT,i,t}}{BTUGNTotc_{4DEXT,t}}$$

$$BTUGNc_{4DEXT,i,t} = BTUGNc_{4DEXT,i,t} + BTUGNnc_{4DEXT,i,t}$$

$$BTUGNTotc_{4DEXT,t} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNc_{4DEXT,i,t}$$

Dónde:

$PGNc_{4DEXT,i,t}$	=	Precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t).
$PGNi_{4DEXT,i,t}$	=	Precio del componente isobutano (ic_4) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i) en el periodo (t).
$BTUGNi_{4DEXT,i,t}$	=	Volumen enajenado del componente isobutano (ic_4) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$PGNnc_{4DEXT,i,t}$	=	Precio del componente n-butano (nc_4) del Gas Natural por MMBTU, del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), en el periodo (t).
$BTUGNnc_{4DEXT,i,t}$	=	Volumen enajenado del componente n-butano (nc_4) del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$BTUGNc_{4DEXT,i,t}$	=	Volumen enajenado de los butanos c_4 del Gas Natural, correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN_i), expresado en millones de BTU en el periodo (t).
$PGNc_{4DEXT,t}$	=	Precio promedio ponderado de los butanos (c_4) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t).
$BTUGNTotc_{4DEXT,t}$	=	Volumen total enajenado de los butanos (c_4) del Gas Natural, expresado en MMBTU en el periodo (t).

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del componente (c_j) del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación del Gas Natural que le dio origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación del Gas Natural.

En operaciones con partes relacionadas, los precios del Gas Natural por MMBTU así determinados deberán corresponder a los precios y montos de contraprestaciones que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, incluyendo el detalle para los precios y montos correspondientes a cada uno de los componentes del Gas Natural extraído (metano, etano, propano y butanos) que componen al Gas Natural, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que lo sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

En los casos en que el Ejecutivo Federal establezca el precio de productos conformados por la mezcla de uno o más de los componentes del Gas Natural, se deberán considerar dichos precios y las proporciones de cada componente que integra el producto para determinar la base gravable.

Para la determinación de la tasa aplicable del derecho de extracción de hidrocarburos al valor de los componentes del Gas Natural, los precios resultantes conforme a la metodología establecida en el presente numeral, deberán dividirse entre el tipo de cambio indicado en el numeral 13 de las presentes reglas, para fines de compararlos con los límites señalados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

17. De la determinación del valor de los componentes del Gas Natural extraído.

De acuerdo al artículo 48, fracción III de la Ley de Ingresos sobre de Hidrocarburos, para determinar el valor del componente (c_j) del Gas Natural, se deberá multiplicar el volumen de cada uno de los componentes del Gas Natural extraído (metano, etano, propano y butanos), expresado en MMBTU, incluyendo el volumen de consumo, las mermas por derramas, quema o venteo que de este producto efectúe el Asignatario en cada Asignación (A_i), menos el Gas Natural reinyectado al yacimiento de donde se extrajo originalmente, en el periodo (t) por el precio, que para estos fines, será el obtenido conforme al numeral 16 de las presentes reglas.

Para fines de determinar el volumen extraído del Gas Natural que estará sujeto al pago del derecho de extracción de hidrocarburos, se considerará el volumen del Gas Natural por cada uno de sus componentes (c_j) que se obtengan de la extracción o del procesamiento industrial de cada Asignación (A_i), de conformidad con las disposiciones administrativas relativas a la medición que establezca la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para lo cual el Asignatario deberá contar con los instrumentos de medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como su composición en los Puntos de Medición, tal y como se establece en el artículo 31 de los LTMMH o la disposición que lo sustituya, y conforme a lo establecido en el dictamen técnico que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Una vez determinada la composición de la mezcla de Gas Natural extraída, especificando el porcentaje molar de cada componente, se procederá a calcular el volumen de los Hidrocarburos.

Para obtener el volumen de cada uno de los componentes (c_j): metano, etano, propano y butanos del Gas Natural extraído, el Asignatario deberá:

I. Llevar los registros diarios del volumen de Gas Natural extraído por pozo de cada Asignación (A_i), por MMBTU y pies cúbicos (ft^3).

II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo al Punto de Medición en términos de lo dispuesto en los LTMMH, que se encuentren en la Asignación (A_i), para el mes que corresponda. Dicho volumen se tendrá que separar por componente (c_j) de conformidad con el resultado obtenido del análisis cromatográfico realizado para determinar su composición de acuerdo al dictamen técnico correspondiente y a lo establecido en los LTMMH.

III. Sumar los volúmenes por componente (c_j) de cada Asignación (A_i), que pertenezcan a la misma región.

El Asignatario medirá para fines del volumen de Gas Natural extraído la Relación Gas-Aceite (RGA), el contenido de azufre y los MMBTU. Expresará el volumen extraído por pozo en pies cúbicos (ft^3), del periodo de que se trate, con su equivalencia en MMBTU; la medición del volumen de Gas Natural extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos, así como en los Puntos de Medición de cada Asignación (A_i), que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita para ello.

Para determinar el valor del Gas Natural se deberá obtener, para cada uno de los componentes del Gas Natural lo siguiente:

I. La conversión diaria del volumen extraído de cada pozo, registrado en pies cúbicos (ft^3), a su equivalente en MMBTU.

II. El volumen del Gas Natural extraído: Sumando el volumen de Gas Natural por cada componente (c_j) extraído equivalente en MMBTU de cada pozo que pertenezca a la Asignación (A_i), comprendidos desde el primer día hasta el último día del mes que corresponda.

III. El valor de cada componente (c_j) del Gas Natural por Asignación (A_i) ($VGNc_{j_{DUC,A_i,t}}$): Los volúmenes de cada componente del Gas Natural de la fracción anterior deberán ser multiplicados por los precios obtenidos de acuerdo a la metodología del numeral 16 de las presentes reglas.

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de la mezcla de Gas Natural enajenada en el periodo (t) ($IAGN_{DEXT,t}$), menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad de la mezcla de Gas Natural enajenada en el periodo (t) ($DDBGN_{DEXT,t}$), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de cada componente (c_j) del Gas Natural obtenido conforme a lo establecido en la fracción anterior, entre el volumen de todos los componentes del Gas Natural extraído en todas las Asignaciones ($BTUGNExtTot_{DEXT,t}$), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el párrafo anterior, cuyo resultado no podrá ser menor a cero, como se muestra a continuación:

$$VGNc_{j_{DEXT,A_i,t}} = \left(BTUGNExtc_{j_{DEXT,A_i,t}} * PGNc_{j_{DEXT,t}} \right) + \left[(IAGN_{DEXT,t} - DDBGN_{DEXT,t}) * \frac{BTUGNExtc_{j_{DEXT,A_i,t}}}{BTUGNExtTot_{DEXT,t}} \right]$$

$$\text{Tal que } VGNc_{j_{DEXT,A_i,t}} \geq 0$$

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación del Gas Natural de los comprobantes fiscales digitales por Internet cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

IV. Valor de cada componente (c_j) del Gas Natural por región: Se calculará sumando el valor de cada componente del Gas Natural de cada Asignación (A_i) que pertenezca a la misma región, conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

Asimismo, cuando la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición en términos de lo dispuesto en los LTMMH para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+) se deberá identificar los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante (c_j) con la finalidad de que éstos sean expresados como Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural conforme a la metodología contenida en la API MPMS 14.5 y la GPA 2145-09:

$$LC_{c_j,t}^{id} = X_{c_j,t} \times 1000 \times \frac{1}{(ft^3_{gas,id}/gal_{liquid})_{c_j}} \times \frac{P_b}{14.696}$$

$$Z_t = 1 - \left[P_b \times \left(\sum X_{c_j,t} \times b_{c_j} \right)^2 \right]$$

$$LC_{c_j,t} = \frac{LC_{c_j,t}^{id}}{Z_t}$$

$LC_{c_j,t}^{id}$	= Contenido teórico de Hidrocarburos líquidos del componente (c_j) dentro de la mezcla de Gas Natural en el periodo (t).
$X_{c_j,t}$	= Fracción molar del componente (c_j) en el periodo (t).
$(ft^3_{gas,id}/gal_{liquid})_{c_j}$	= Volumen de gas ideal expresado en pies cúbicos por galón líquido del componente (c_j).
P_b	= Presión base expresada en psia de acuerdo a lo establecido en el artículo 11 de los LTMMH.
c_j	= Es el subíndice que denota a los componentes de la mezcla de Gas Natural para $j = 1, 2, \dots, n$, donde: c_1 =metano, c_2 =etano, c_3 =propano, c_4 =butanos (incluye n-butano e isobutano c_5 =pentanos, c_6 =hexanos, c_7 =heptanos, c_8 =octanos, c_9 =nonanos c_{10} =decanos, de acuerdo al nivel de desagregación de los componentes c_j conforme a los instrumentos de medida que autorice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
b_{c_j}	= Factor de suma del componente (c_j), conforme a la GPA 2145-09.
Z_t	= Factor de compresibilidad en el periodo (t).
$LC_{c_j,t}$	= Galones de Hidrocarburo líquido equivalente por cada mil pies cúbicos de Hidrocarburo gaseoso en el periodo (t).

A fin de expresar en Barriles de Condensados equivalentes el volumen resultante en galones de Hidrocarburos líquidos, conforme a las fórmulas señaladas, se deberán aplicar las siguientes fórmulas:

$$BCEq_{c_j DEXT, A_i, t} = \frac{LC_{c_j,t} \times ft^3 GN_{A_i,t}}{42}$$

$$BCEq_{DEXT, A_i, t} = \sum_{c_j=5}^{c_j=10} BCEq_{c_j DEXT, A_i, t}$$

Dónde:

$BCEq_{jD_{EXT},A_i,t}$	=	Barriles de Condensados equivalentes del componente (c_j) extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t) (pentanos en adelante).
$ft^3GN_{A_i,t}$	=	Miles de pies cúbicos (ft^3) de la mezcla de Gas Natural extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t), reportados a 15.56° C y una atmósfera de presión.
Un Barril	=	42 galones.
$BCEq_{D_{EXT},A_i,t}$	=	Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) en el periodo (t).

Los Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural determinados de esta manera, deberán considerarse en el cálculo del valor de Condensados por Asignación (A_i) determinado conforme al numeral 19 de las presentes reglas, con el fin de determinar el volumen total de Condensados producidos por Asignación (A_i).

17 Bis. Comprobantes fiscales de los ingresos por la enajenación de Gas Natural.

Para los efectos del artículo 48, fracción VI de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los comprobantes fiscales digitales por Internet $CFDI(GN)_i$ que expida el Asignatario por la enajenación de Gas Natural, deberán identificar en cada comprobante el importe de la factura, el volumen de la mezcla de Gas Natural (pies cúbicos y contenido calórico en BTU), el o los precios unitarios correspondientes, así como la fracción molar de cada uno de los componentes de la mezcla de Gas Natural vendida de conformidad con el análisis cromatográfico obtenido para determinar su composición.

Sección III. ...

18. De la determinación del precio de los Condensados.

La determinación del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados en el periodo (t) que corresponda se calculará en moneda nacional, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PC_{D_{EXT},t} = \sum_{i=1}^n \frac{BC_{D_{EXT},i,t} * PC_{D_{EXT},i,t}}{BCTot_{D_{EXT},t}}$$

Considerando que:

$$PC_{D_{EXT},i,t} = \frac{IC_{D_{EXT},i,t}}{BC_{D_{EXT},i,t}}$$

Dónde:

$PC_{D_{EXT},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de los Condensados en el periodo (t).
$PC_{D_{EXT},i,t}$	=	Precio del Barril de los Condensados del comprobante fiscal digital por Internet $CFDI(C)_i$, donde: $i = 1,2,3 \dots n$, del periodo (t).
$IC_{D_{EXT},i,t}$	=	Ingresos en moneda nacional percibidos por la enajenación de Condensados del comprobante fiscal digital por Internet $CFDI(C)_i$, en el periodo (t).
$BC_{D_{EXT},i,t}$	=	Volumen de Barriles de los Condensados del comprobante fiscal digital por Internet $CFDI(C)_i$, enajenados en el periodo (t).
$BCTot_{D_{EXT},t}$	=	Volumen de Barriles de los Condensados enajenados en el periodo (t).
n	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet ($CFDI_i$) expedidos en el periodo (t).
(t)	=	Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DEXT,t}$), no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación de los Condensados que le dio origen, ni de las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Condensados.

En caso de operaciones con partes relacionadas, los precios del Barril de los Condensados obtenidos de los comprobantes fiscales digitales por Internet deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que lo sustituya. En caso contrario, las autoridades fiscales podrán ajustar dichos precios, considerando aquéllos que hubieran utilizado partes independientes en operaciones comparables conforme al método indicado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51 y 53 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta o la disposición que la sustituya.

En el caso de que el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DEXT,t}$), determinado conforme a la metodología establecida en el primer párrafo del presente numeral, sea inferior al que resulte de aplicar la siguiente fórmula, se utilizará esta última:

$$PC(F)_{DEXT,t} = TC_{DEXT,t} * (-1.965 + 0.815 * Brent_{DEXT,t})$$

Dónde:

$PC(F)_{DEXT,t}$ = Precio del Barril de los Condensados del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DEXT,t}$) en el periodo (t).

$Brent_{DEXT,t}$ = Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el período (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t). Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señala en el *Reporte Anual de la SHCP*.

$TC_{DEXT,t}$ = Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t), considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).

(t) = Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de la fórmula anterior, para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el *Reporte Anual de la SHCP*.

Para la determinación de la tasa aplicable del derecho de extracción de hidrocarburos al valor de los Condensados, el precio resultante conforme a la metodología establecida en el presente numeral, deberá dividirse por ($TC_{DEXT,t}$) para fines de compararlo con los límites señalados en el artículo 44 fracción III de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Asimismo, cuando la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), se deberá determinar el precio promedio ponderado de los Condensados a partir de los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural, como se muestra a continuación:

I. Identificar los Barriles de Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por Asignación (A_i) ($BCEq_{DEXT,A_i,t}$), determinados de conformidad con el numeral 16 de las presentes reglas.

II. Determinar el ingreso correspondiente a los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) a partir del ingreso estimado para cada uno de los componentes de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$) en el periodo (t) ($ICEq_{DEXT,A_i,t}$). Para ello, se calculará la sumatoria de la multiplicación del precio del Gas Natural del componente (c_j) por MMBTU del comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$) en el periodo (t) ($PGNc_{j,DEXT,i,t}$), por el volumen enajenado de Gas Natural del componente (c_j) correspondiente al comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$) en MMBTU en el periodo (t) ($BTUGNc_{j,DEXT,i,t}$), obtenidos de conformidad con el numeral 16 de las presentes reglas, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{DEXT,A_i,t} = \sum_{c_j=5}^{c_j=10} \left(PGNc_{j,DEXT,i,t} \times BTUGNc_{j,DEXT,i,t} \right)$$

III. Obtener el ingreso de los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) en el periodo (t) ($ICEq_{DEXT,A_i,t}$), a partir de la sumatoria del ingreso de los Condensados equivalentes por comprobante fiscal digital por Internet CFDI(GN $_i$) ($ICEq_{DEXT,A_i,t}$), determinados de conformidad con la fracción anterior, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{DEXT,A_i,t} = \sum_{i=1}^n (ICEq_{DEXT,A_i,t})$$

IV. Determinar el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados equivalentes en el periodo (t) ($PCEq_{DEXT,t}$), correspondiente a los componentes de los pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de Gas Natural, dividiendo el valor de los Condensados equivalentes obtenido de conformidad con la fracción III del presente numeral, entre los Barriles de Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (c_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por Asignación (A_i) obtenidos de conformidad con la fracción I del presente numeral, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PCEq_{DEXT,t} = \frac{ICEq_{DEXT,A_i,t}}{BCEq_{DEXT,A_i,t}}$$

19. De la determinación del valor de los Condensados.

De acuerdo al artículo 48, fracción IV de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos para determinar el valor de los Condensados, se deberá multiplicar el volumen de Barriles de Condensados, incluyendo el volumen del consumo, las mermas por derramas o quema que de este efectúe el Asignatario, por el precio de los Condensados, que para estos fines, serán aquellos obtenidos de conformidad con los numerales 17 y 18 de las presentes reglas.

Para obtener el volumen extraído de Condensados el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen extraído por pozo.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo que se encuentren en la Asignación (A_i), para el mes que corresponda, conforme a lo siguiente:
 - a) Barriles de Condensados extraídos en la Asignación (A_i) ($BCExt_{DEXT,A_i,t}$).

El Asignatario determinará para fines del volumen de los Condensados extraídos, la medición de los grados API, contenido de azufre, dicho volumen se expresará en Barriles; la medición del volumen de Condensados extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos y en los Puntos de Medición de cada Asignación (A_i) que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello.

b) En caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), se deberán determinar los Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) en el periodo (t) ($BCEq_{DEXT,A_i,t}$) acorde a lo especificado en el numeral 17 de las presentes reglas.

III. Sumar los volúmenes de cada Asignación (A_i) que pertenezcan a la misma región.

Para determinar el valor de los Condensados se deberá obtener lo siguiente:

I. El volumen de los Condensados extraídos en la Asignación (A_i), ($BCExt_{DEXT,A_i,t}$), así como el volumen de Barriles de Condensados equivalentes que se deriven de la separación de los componentes de Condensados en el Gas Natural extraído en la Asignación (A_i) ($BCEq_{DEXT,A_i,t}$).

II. El valor de los Condensados totales por Asignación ($VCTot_{DEXT,A_i,t}$): será calculado conforme a lo siguiente:

a) Se multiplicará el volumen de los Condensados extraídos por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del primer párrafo del numeral 18 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$(BCExt_{DEXT,A_i,t} * PC_{DEXT,t})$$

b) Se multiplicará el volumen de Barriles de Condensados equivalentes por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del último párrafo del numeral 18 de las presentes reglas, en caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante, c_5^+), acorde a lo especificado en el numeral 17 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$(BCEq_{DEXT,A_i,t} * PCEq_{DEXT,t})$$

c) Se sumará el valor de los Condensados extraídos calculados de conformidad con el inciso a) de la presente fracción, y el valor de los Condensados equivalentes calculados de conformidad con el inciso b) de la presente fracción, como se muestra a continuación:

$$VCTot_{DEXT,A_i,t} = [(BCExt_{DEXT,A_i,t} * PC_{DEXT,t})] + [(BCEq_{DEXT,A_i,t} * PCEq_{DEXT,t})]$$

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de los Condensados enajenados en el periodo (t) ($IAC_{DEXT,t}$) menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad de los Condensados enajenados en el periodo (t) ($DDBC_{DEXT,t}$), serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de los Condensados obtenido conforme a la fracción I del presente numeral, entre el volumen de los Condensados extraídos en todas las Asignaciones ($BCTotExt_{DEXT,t}$), esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el inciso c) de la presente fracción, cuyo resultado no podrá ser menor a cero como se muestra a continuación:

$$VC_{DEXT,A_i,t} = [(BCExt_{DEXT,A_i,t} * PC_{DEXT,t}) + (BCEq_{DEXT,A_i,t} * PCEq_{DEXT,t})] + [(IAC_{DEXT,t} - DDBC_{DEXT,t}) * \frac{BCExt_{DEXT,A_i,t}}{BCTotExt_{DEXT,t}}]$$

Tal que $VC_{DEXT,A_i,t} \geq 0$

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación de los Condensados cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

III. El valor de los Condensados por región: Se obtendrá de la suma del valor de los Condensados de cada Asignación que pertenezca a la misma región conforme al numeral 22 de las presentes reglas.

Sección IV. ...**20. De los criterios de ajuste del valor de los Hidrocarburos.**

Se considerará como valor de los Hidrocarburos a la suma del valor de Petróleo, Gas Natural y Condensados que resulte de aplicar lo dispuesto en los numerales 15, 17 y 19 de las presentes reglas.

Para la determinación mensual del valor de los Hidrocarburos, el Asignatario deberá aplicar únicamente el monto del valor de las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de los Hidrocarburos enajenados del periodo (t), dichos ajustes se considerarán en los periodos que les dio origen y por tipo de Hidrocarburo, como se señala a continuación:

I. Petróleo: El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 15 de las presentes reglas, de manera tal que el valor por tipo de Petróleo extraído en la Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

II. Gas Natural: El monto del ajuste se deberá aplicar acuerdo al numeral 17 de las presentes reglas, de manera tal que el valor de cada componente del Gas Natural por Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

III. Condensados: El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 19 de las presentes reglas, de manera tal que el valor de los Condensados por Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

El Asignatario no podrá duplicar las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Hidrocarburos o los ingresos adicionales derivado de los ajustes a las enajenaciones del Petróleo, Gas Natural y Condensados, que ya hayan sido aplicados en la determinación del valor de cada uno de los Hidrocarburos antes señalados.

Cuando tales devoluciones, descuentos y bonificaciones se deriven por actos de negligencia, conducta fraudulenta, dolosa o mala fe por parte del Asignatario, éstos no serán admisibles para su aplicación en el valor de los Hidrocarburos.

21. ...

Para la conversión del valor de los Hidrocarburos a moneda nacional se utilizará el tipo de cambio a que se haya adquirido la moneda extranjera de que se trate y no habiendo adquisición, se estará al tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación el día anterior a aquél en que se emitan los comprobantes fiscales por Internet hasta la diezmilésima cifra.

...

CAPITULO V. De las regiones establecidas en las fracciones IX y X del artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.**22. De la delimitación de las regiones.**

...

a) a d)

e) Gas Natural no asociado: Región integrada por todas las Asignaciones exclusivamente de Gas Natural No Asociado que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales, conforme a las proyecciones verticales de las formaciones y el tipo de Hidrocarburo distintas a las que se ubiquen en la región de Paleocanal de Chicontepec.

En el caso de que el Área de Asignación comprenda más de una región conforme a lo previsto en este numeral, se deberá considerar la región que ocupe más superficie en kilómetros cuadrados para efectos de determinar el monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles de la Asignación correspondiente a dicha área conforme a lo señalado en las fracciones I a IV del artículo 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

El Asignatario deberá presentar al Servicio de Administración Tributaria a más tardar el último día hábil del mes de marzo la relación de Asignaciones vigentes en el ejercicio anterior por cada una de las regiones conforme a la delimitación prevista en el presente capítulo.”

TRANSITORIO

Único.- El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 27 de noviembre de 2017.- Con fundamento en el artículo 105 del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en ausencia del C. Secretario de Hacienda y Crédito Público y del C. Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, el Subsecretario de Ingresos, **Miguel Messmacher Linartas.-** Rúbrica.

ACUERDO por el cual se da a conocer el informe sobre la recaudación federal participable y las participaciones federales, así como los procedimientos de cálculo, por el mes de octubre de 2017, por el ajuste de participaciones del segundo cuatrimestre de 2017 y las participaciones del Fondo de Fiscalización y Recaudación del tercer trimestre de 2017.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

ACUERDO 119/2017

ACUERDO POR EL CUAL SE DA A CONOCER EL INFORME SOBRE LA RECAUDACIÓN FEDERAL PARTICIPABLE Y LAS PARTICIPACIONES FEDERALES, ASÍ COMO LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO, POR EL MES DE OCTUBRE DE 2017, POR EL AJUSTE DE PARTICIPACIONES DEL SEGUNDO CUATRIMESTRE DE 2017 Y LAS PARTICIPACIONES DEL FONDO DE FISCALIZACIÓN Y RECAUDACIÓN DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017.

MIGUEL MESSMACHER LINARTAS, Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 26 de la Ley del Servicio de Administración Tributaria, y 7 y 56, fracción XX del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y

CONSIDERANDO

- La integración de la recaudación federal participable del mes de septiembre de 2017, con la que se calcularon las participaciones en ingresos federales del mes de octubre de 2017, la correspondiente al periodo de mayo a agosto de 2017, con la cual se calcularon las diferencias del segundo ajuste cuatrimestral de este mismo ejercicio, de conformidad con los artículos 2o., 2o.-A, 3o.-A, 4o.-A, 4o.-B y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal, por concepto del Fondo General de Participaciones; del Fondo de Fomento Municipal; del Fondo de Extracción de Hidrocarburos; del Fondo de Compensación; de las participaciones específicas en el impuesto especial sobre producción y servicios; del 0.136% de la recaudación federal participable correspondiente a los municipios fronterizos y marítimos por donde materialmente entran o salen las mercancías del país, y de la transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos; así como la correspondiente al periodo de julio a septiembre de 2017, con la cual se calcularon las participaciones del Fondo de Fiscalización y Recaudación, correspondiente al tercer trimestre de 2017, conforme al artículo 4o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- La determinación de los coeficientes de participación de la primera, segunda y tercera partes del crecimiento del Fondo General de Participaciones; del Fondo de Fomento Municipal; del Fondo de Extracción de Hidrocarburos; del Fondo de Compensación; de las participaciones específicas del impuesto especial sobre producción y servicios; del 0.136% de la recaudación federal participable correspondiente a los municipios fronterizos y marítimos por donde materialmente entran o salen las mercancías del país, y de la transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, con los cuales se efectuó la distribución de las participaciones de octubre de 2017 y del segundo ajuste cuatrimestral de 2017, de conformidad con los artículos 2o., 2o.-A, 3o.-A, 4o.-A, 4o.-B, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- El cálculo de los coeficientes de participación de la primera, segunda, tercera y cuarta partes del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación, con los cuales se efectuó la distribución de las participaciones del Fondo de Fiscalización y Recaudación, correspondiente al tercer trimestre de 2017, de conformidad con el artículo 4o. de la Ley de Coordinación Fiscal, y
- La distribución e integración del Fondo General de Participaciones; del Fondo de Fomento Municipal; del Fondo de Extracción de Hidrocarburos; del Fondo de Compensación; de las participaciones específicas del impuesto especial sobre producción y servicios; de las participaciones del 0.136% de la recaudación federal participable correspondiente a los municipios fronterizos y marítimos por donde materialmente entran o salen las mercancías del país del mes de octubre de 2017; el cálculo de la transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, del mes de octubre de 2017 y del segundo ajuste cuatrimestral de 2017, de conformidad con los artículos 2o., 2o.-A, 3o.-A, 4o.-A, 4o.-B, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal, así como el cálculo de las participaciones del Fondo de Fiscalización y Recaudación, correspondiente al tercer trimestre de 2017, de conformidad con el artículo 4o. de la Ley de Coordinación Fiscal.

Primero.- En cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 26 de la Ley del Servicio de Administración Tributaria, en los cuadros que se relacionan a continuación se da a conocer la recaudación federal participable de septiembre de 2017, las participaciones en ingresos federales por el mes de octubre de

2017, así como el procedimiento seguido en la determinación e integración de las mismas. Las cifras correspondientes al mes de octubre no incluyen deducciones derivadas de compromisos financieros contraídos por las entidades federativas.

- Cuadro 1. Recaudación federal participable de septiembre de 2017, aplicable para el cálculo de participaciones del mes de octubre de 2017, conforme a los artículos 2o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 2. Integración de los fondos de participaciones de octubre de 2017, de acuerdo a lo establecido en los artículos 2o., 2o.-A, 3o.-A, 4o.-A, 4o.-B, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 3. Cálculo de los coeficientes de participación de la primera parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017, conforme al artículo 2o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 4. Cálculo de los coeficientes de participación de la segunda parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017, conforme al artículo 2o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 5. Cálculo de los coeficientes de participación de la tercera parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017, conforme al artículo 2o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 6. Resarcimiento del 80% de la recaudación de Bases Especiales de Tributación (BET) de 1989, que se adicionan al Fondo General de Participaciones de octubre de 2017, conforme al artículo 2o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 7. Integración del Fondo General de Participaciones de octubre de 2017, conforme a los artículos 2o., 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 8. Cálculo de los coeficientes de participación del 70% del crecimiento del Fondo de Fomento Municipal para 2017, conforme al artículo 2o.-A, fracción III de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 9. Cálculo de los coeficientes de participación del 30% del crecimiento del Fondo de Fomento Municipal para 2017, conforme al artículo 2o.-A, fracción III de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 10. Distribución e integración del Fondo de Fomento Municipal de octubre de 2017, conforme a los artículos 2o.-A, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 11. Importes del impuesto especial sobre producción y servicios del ejercicio 2016, conforme al artículo 3o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 12. Coeficientes de las participaciones específicas en el impuesto especial sobre producción y servicios de 2017, conforme al artículo 3o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 13. Participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios de octubre de 2017, conforme a los artículos 3o.-A y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 14. Determinación de las participaciones de gasolinas y diésel de septiembre de 2017, conforme al artículo 4o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 15. Cálculo del PIB per cápita estatal no minero, conforme al artículo 4o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 16. Las diez entidades con el menor PIB per cápita no minero, conforme al artículo 4o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 17. Cálculo del coeficiente de participación del Fondo de Compensación para 2017, conforme al artículo 4o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 18. Distribución del Fondo de Compensación de septiembre de 2017, conforme al artículo 4o.-A de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 19. Cálculo del coeficiente de participación relativo a la Extracción de Petróleo y Gas para 2017, conforme al artículo 4o.-B de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 20. Cálculo del coeficiente de participación relativo a la Producción de Gas Asociado y no Asociado para 2017, conforme al artículo 4o.-B de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 21. Distribución e integración del Fondo de Extracción de Hidrocarburos de octubre de 2017, conforme al artículo 4o.-B de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 22. Participaciones provisionales de octubre de 2017, conforme al artículo 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 23. Determinación de los coeficientes de las participaciones por el 0.136% de la recaudación federal participable para el ejercicio de 2017, de conformidad con el artículo 2o.-A, fracción I de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 24. Participaciones provisionales por el 0.136% de la recaudación federal participable de octubre de 2017, de conformidad con los artículos 2o.-A, fracción I y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 25. Cálculo y distribución de las participaciones a municipios por los que se exportan hidrocarburos de octubre de 2017, de conformidad con el artículo 2o.-A, fracción II de la Ley de Coordinación Fiscal.

Cuadro 1.

Recaudación federal participable de septiembre de 2017, p/
aplicable para el cálculo de participaciones del mes de octubre de 2017.

Conceptos	Miles de pesos
Ingresos Tributarios	195,281,119
Renta 1/	91,842,232
Valor Agregado	74,729,028
Especial sobre Producción y Servicios	22,447,575
Artículo 2, fracción I, inciso D)	12,380,801
Bebidas Alcohólicas	1,045,116
Cervezas	3,245,550
Tabacos	1,348,568
Bebidas Energetizantes	237
Telecomunicaciones	481,657
Bebidas saborizadas	2,044,680
Alimentos no Básicos con Alta Densidad Calórica	1,516,306
Plaguicidas	62,586
Combustibles Fósiles	322,075
Importación	4,645,184
Exportación	0
Recargos y actualizaciones 2/	1,725,900
No Comprendidos 3/	-135,700
Derecho de Minería 2/	26,900
Petroleros	26,656,527
Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo 4/	26,656,527
ISR contratos y asignaciones	0
Recaudación Federal Participable Bruta 5/	221,937,646
Menos:	2,947,654
20% de Bebidas Alcohólicas	209,023
20% de Cervezas	649,110
8% de Tabacos	107,885
Incentivos Económicos	1,956,636
Loterías, rifas, sorteos (premios) artículos 138 y 169 de la Ley del Impuesto sobre la Renta	25,000
Recaudación Federal Participable 6/	218,989,991

p/ Cifras preliminares.

Las sumas pueden no coincidir debido al redondeo.

1/ En 2017 excluye el ISR de servidores públicos.

2/ Cifras estimadas con base en información preliminar.

3/ Numeral 1.9 del artículo 1o. de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017: Impuestos no comprendidos en las fracciones de la Ley de Ingresos causados en ejercicios fiscales anteriores pendientes de liquidación o pago.

4/ Corresponde a la Recaudación Federal Participable derivada de las transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

5/ Fuente Unidad de Política de Ingresos Tributarios, de la Subsecretaría de Ingresos. SHCP.

6/ Fuente Unidad de Coordinación con Entidades Federativas.

Cuadro 2.

Integración de los fondos de participaciones de octubre de 2017.

(Pesos)

Conceptos	Cantidad
Recaudación Federal Participable	
1) Recaudación federal participable de octubre de 2017	218,989,991,184
2) Recaudación federal participable de 2007	110,761,689,167
3) Crecimiento (1-2)	108,228,302,018
Fondo General de Participaciones	
4) Fondo general de participaciones base 2007 (2 x 20%)	22,152,337,833
5) Fondo general de participaciones crecimiento 2017 (3 x 20%)	21,645,660,404
5.1) Primera parte 60% del crecimiento de 2017 (5 x 60%)	12,987,396,242
5.2) Segunda parte 30% del crecimiento de 2017 (5 x 30%)	6,493,698,121
5.3) Tercera parte 10% del crecimiento de 2017 (5 x 10%)	2,164,566,040
6) Total fondo general de participaciones de octubre de 2017 (4+5)	43,797,998,237
Fondo de Fomento Municipal	
7) Recaudación federal participable de octubre 2013	177,829,258,750
8) Crecimiento (1-7)	41,160,732,434
9) Fondo de fomento municipal base 2013	1,778,292,588
10) Fondo de fomento municipal crecimiento 2017 (8 x 1%)	411,607,324
10.1) Primera parte 70% del crecimiento de 2017 (10 x 70%)	288,125,127
10.2) Segunda parte 30% del crecimiento de 2017 (10 x 30%)	123,482,197
11) Total fondo de fomento municipal de octubre de 2017 (9+10)	2,189,899,912
Participaciones en el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	
12) Participaciones por tabacos labrados	107,885,455
13) Participaciones por cerveza	649,109,960
14) Participaciones por bebidas alcohólicas	209,023,129
15) Total participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios (12+13+14)	966,018,545
Participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable	
16) Participaciones por el 0.136% de la recaudación federal participable (1 x 0.136%)	297,826,388
Fondo de Extracción de Hidrocarburos de octubre de 2017	
17) Transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	269,056,640
18) 50% de la Transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (17 x 50%)	134,528,320
19) 50% de la Transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (17 x 50%)	134,528,320
20) Fondo de extracción de hidrocarburos (18+19)	269,056,640
Fondo de Compensación de septiembre de 2017	
21) Recaudación de gasolinas y diésel conforme al artículo 2o.-A, fracción II de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios de septiembre de 2017	2,237,845,939
22) 2/11 de la recaudación de gasolinas y diésel conforme al artículo 2o.-A, fracción II de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios de septiembre de 2017	406,881,080
23) Recaudación de gasolinas y diésel conforme al artículo 2o.-A, fracción II de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios reportada por las entidades en agosto de 2017	13,230,830
24) 2/11 de la recaudación de gasolinas y diésel conforme al artículo 2o.-A, fracción II de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios reportada por las entidades en agosto de 2017	2,405,605
25) Total Fondo de Compensación a distribuir por septiembre de 2017 (22+24)	409,286,685

Cuadro 3.

Cálculo de los coeficientes de participación de la primera parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017.

Entidades	Resultado					
	PIB	PIB	Variación	Población e/	variación PIB	Coeficientes de
	2014	2015	2015/2014	2017	por población	participación 1/
(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=3*4)	(6= (5/Σ5)100)	
Aguascalientes	198,305,070	220,288,506	1.110857	1,319,359	1,465,619	1.114870
Baja California	453,917,337	517,575,731	1.140242	3,578,442	4,080,291	3.103805
Baja California Sur	120,150,808	133,676,848	1.112576	806,985	897,832	0.682965
Campeche	691,172,668	445,732,823	0.644894	933,359	601,917	0.457868
Coahuila	555,371,179	610,402,334	1.099089	3,025,476	3,325,267	2.529472
Colima	98,097,934	104,289,969	1.063121	746,272	793,377	0.603508
Chiapas	292,054,212	289,544,788	0.991408	5,374,194	5,328,017	4.052928
Chihuahua	462,353,357	518,813,787	1.122115	3,777,585	4,238,886	3.224445
Ciudad de México	2,691,992,717	2,865,013,790	1.064272	8,814,081	9,380,584	7.135644
Durango	200,432,765	213,044,659	1.062923	1,797,144	1,910,226	1.453075
Guanajuato	682,115,903	764,636,439	1.120977	5,903,342	6,617,512	5.033824
Guerrero	247,237,218	261,109,056	1.056107	3,604,893	3,807,154	2.896035
Hidalgo	277,142,967	301,263,540	1.087033	2,942,999	3,199,137	2.433527
Jalisco	1,066,566,831	1,170,616,084	1.097555	8,099,961	8,890,155	6.762583
México	1,520,070,926	1,620,804,574	1.066269	17,333,034	18,481,678	14.058684
Michoacán	396,175,361	411,847,693	1.039559	4,654,480	4,838,607	3.680642
Morelos	187,504,182	203,043,541	1.082875	1,962,702	2,125,360	1.616724
Nayarit	109,949,846	119,496,505	1.086827	1,265,700	1,375,597	1.046393
Nuevo León	1,186,593,428	1,290,857,250	1.087868	5,220,546	5,679,266	4.320117
Oaxaca	265,124,817	274,523,708	1.035451	4,058,571	4,202,451	3.196730
Puebla	516,724,371	555,257,602	1.074572	6,306,522	6,776,813	5.155001
Querétaro	354,801,498	402,829,462	1.135366	2,059,567	2,338,362	1.778750
Quintana Roo	262,143,932	284,439,517	1.085051	1,659,059	1,800,164	1.369352
San Luis Potosí	313,251,707	346,698,505	1.106773	2,798,891	3,097,737	2.356393
Sinaloa	341,727,416	378,374,367	1.107240	3,031,891	3,357,032	2.553635
Sonora	478,557,293	510,340,575	1.066415	3,006,935	3,206,640	2.439234
Tabasco	511,681,689	397,950,009	0.777730	2,428,422	1,888,656	1.436667
Tamaulipas	496,137,514	525,284,907	1.058749	3,617,768	3,830,307	2.913646
Tlaxcala	90,805,877	98,248,883	1.081966	1,310,954	1,418,408	1.078958
Veracruz	830,094,534	855,794,783	1.030961	8,156,841	8,409,382	6.396868
Yucatán	248,792,930	269,996,970	1.085228	2,169,504	2,354,406	1.790955
Zacatecas	167,473,005	182,675,681	1.090777	1,598,947	1,744,094	1.326702
Totales	16,314,521,292	17,144,472,886	33.872845	123,364,426	131,460,933	100.000000

Fuente: PIB INEGI, 17 de julio de 2017.

PIB. A miles de pesos corrientes.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 4.

Cálculo de los coeficientes de participación de la segunda parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017.

Entidades	Crecimientos IE p/			Media móvil IE (4= $(\sum_{(1+2+3)/3}$))	Población e/ 2017 (5)	Resultado	
	2014/2013 (1)	2015/2014 (2)	2016/2015 (3)			media móvil por población (6=4*5)	Coeficientes de participación 1/ (7=(6/Σ6)100)
Aguascalientes	0.969	1.089	1.034	1.031	1,319,359	1,360,179	1.036958
Baja California	1.036	1.113	1.117	1.089	3,578,442	3,896,186	2.970333
Baja California Sur	0.978	1.078	1.326	1.128	806,985	909,925	0.693699
Campeche	1.308	1.084	0.837	1.076	933,359	1,004,651	0.765915
Coahuila	0.992	1.094	1.238	1.108	3,025,476	3,351,696	2.555230
Colima	0.952	1.027	1.119	1.033	746,272	770,639	0.587511
Chiapas	0.899	1.036	0.947	0.961	5,374,194	5,163,820	3.936738
Chihuahua	1.158	1.137	0.927	1.074	3,777,585	4,056,348	3.092435
Ciudad de México	1.124	1.121	1.029	1.091	8,814,081	9,616,399	7.331247
Durango	1.090	1.124	1.092	1.102	1,797,144	1,980,575	1.509930
Guanajuato	1.016	1.084	1.122	1.074	5,903,342	6,340,419	4.833741
Guerrero	1.023	1.030	0.893	0.982	3,604,893	3,540,315	2.699028
Hidalgo	0.856	1.223	0.977	1.019	2,942,999	2,998,400	2.285888
Jalisco	1.154	1.079	1.108	1.114	8,099,961	9,020,114	6.876658
México	1.082	0.969	1.099	1.050	17,333,034	18,201,113	13.875970
Michoacán	0.899	1.045	1.232	1.059	4,654,480	4,928,185	3.757097
Morelos	1.103	0.946	1.153	1.068	1,962,702	2,095,489	1.597537
Nayarit	0.844	1.131	1.171	1.049	1,265,700	1,327,319	1.011908
Nuevo León	1.089	1.099	1.099	1.095	5,220,546	5,718,849	4.359875
Oaxaca	0.912	1.099	1.070	1.027	4,058,571	4,167,626	3.177270
Puebla	1.233	0.982	1.089	1.101	6,306,522	6,946,191	5.295563
Querétaro	0.999	1.122	1.161	1.094	2,059,567	2,253,259	1.717816
Quintana Roo	1.203	1.102	1.114	1.140	1,659,059	1,890,879	1.441548
San Luis Potosí	0.944	1.032	1.243	1.073	2,798,891	3,002,765	2.289216
Sinaloa	1.050	1.084	1.068	1.067	3,031,891	3,236,438	2.467361
Sonora	1.004	1.024	1.139	1.056	3,006,935	3,173,895	2.419680
Tabasco	0.914	0.920	0.944	0.926	2,428,422	2,248,810	1.714424
Tamaulipas	0.955	1.022	1.098	1.025	3,617,768	3,708,680	2.827384
Tlaxcala	1.144	1.196	1.012	1.118	1,310,954	1,465,071	1.116925
Veracruz	1.011	1.097	1.082	1.063	8,156,841	8,673,705	6.612566
Yucatán	1.082	1.173	1.128	1.128	2,169,504	2,446,288	1.864975
Zacatecas	1.018	1.041	1.085	1.048	1,598,947	1,675,796	1.277575
Totales	1.066	1.077	1.076	34.067	123,364,426	131,170,025	100.000000

IE. Recaudación de impuestos y derechos locales.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

p/ Preliminar.

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 5.

Cálculo de los coeficientes de participación de la tercera parte del crecimiento del Fondo General de Participaciones para 2017.

Entidades	Impuestos y derechos (IE) locales de 2016 p/ (1)	Población e/ 2017 (2)	Resultado IE 2016 por población (3=2*1)	Coeficientes de participación 1/ (4=(3/Σ3)100)
Aguascalientes	2,366,364,471	1,319,359	3,122,084,262,410,730	0.206461
Baja California	9,636,155,383	3,578,442	34,482,423,141,232,200	2.280291
Baja California Sur	2,335,020,850	806,985	1,884,326,800,653,390	0.124609
Campeche	2,143,687,118	933,359	2,000,829,664,517,350	0.132313
Coahuila	7,860,881,893	3,025,476	23,782,909,507,093,000	1.572742
Colima	1,505,582,066	746,272	1,123,573,739,714,670	0.074301
Chiapas	3,026,512,298	5,374,194	16,265,064,230,473,200	1.075594
Chihuahua	10,838,624,716	3,777,585	40,943,826,147,409,300	2.707578
Ciudad de México	50,960,484,780	8,814,081	449,169,840,652,391,000	29.703191
Durango	2,262,278,696	1,797,144	4,065,640,584,689,670	0.268857
Guanajuato	9,064,680,141	5,903,342	53,511,906,995,705,800	3.538693
Guerrero	2,710,346,495	3,604,893	9,770,509,105,681,510	0.646115
Hidalgo	2,626,987,121	2,942,999	7,731,220,470,086,450	0.511259
Jalisco	14,460,743,264	8,099,961	117,131,456,472,756,000	7.745796
México	22,354,549,963	17,333,034	387,472,174,568,751,000	25.623181
Michoacán	4,610,975,515	4,654,480	21,461,693,314,619,700	1.419242
Morelos	2,294,245,961	1,962,702	4,502,921,136,628,300	0.297774
Nayarit	1,613,814,670	1,265,700	2,042,605,227,431,190	0.135076
Nuevo León	18,790,916,414	5,220,546	98,098,843,522,486,200	6.487187
Oaxaca	2,537,819,363	4,058,571	10,299,920,069,953,800	0.681124
Puebla	6,603,681,624	6,306,522	41,646,263,442,310,300	2.754029
Querétaro	6,062,994,560	2,059,567	12,487,143,516,996,700	0.825763
Quintana Roo	6,978,405,655	1,659,059	11,577,586,707,351,800	0.765615
San Luis Potosí	3,852,207,550	2,798,891	10,781,909,041,827,000	0.712998
Sinaloa	6,588,346,169	3,031,891	19,975,147,454,251,100	1.320938
Sonora	6,920,760,214	3,006,935	20,810,276,114,084,100	1.376165
Tabasco	2,089,308,186	2,428,422	5,073,721,963,395,360	0.335521
Tamaulipas	7,096,557,822	3,617,768	25,673,699,797,134,200	1.697778
Tlaxcala	902,914,832	1,310,954	1,183,679,810,591,070	0.078276
Veracruz	7,885,823,751	8,156,841	64,323,410,491,179,000	4.253648
Yucatán	2,997,738,584	2,169,504	6,503,605,848,920,640	0.430078
Zacatecas	2,059,912,538	1,598,947	3,293,690,972,768,350	0.217809
Totales	234,039,322,663	123,364,426	1,512,193,904,775,490,000	100.000000

Fuente: Cuentas Públicas de las entidades.

IE Recaudación de impuestos y derechos locales a pesos corrientes.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

p/ Preliminar.

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 6.

Resarcimiento del 80% de la recaudación de Bases Especiales de
Tributación (BET) de 1989, que se adicionan al Fondo General de
Participaciones de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	80% BET de 1989	Actualización a junio de 2017 d/ 14.0173
Aguascalientes	788,208	11,048,548
Baja California	2,954,803	41,418,360
Baja California Sur	772,438	10,827,495
Campeche	812,889	11,394,509
Coahuila	2,247,592	31,505,171
Colima	323,808	4,538,914
Chiapas	7,283,222	102,091,108
Chihuahua	8,146,362	114,190,000
Ciudad de México	971,991	13,624,689
Durango	4,235,805	59,374,549
Guanajuato	2,563,631	35,935,185
Guerrero	328,051	4,598,389
Hidalgo	271,544	3,806,314
Jalisco	9,576,691	134,239,351
México	218,256	3,059,360
Michoacán	2,455,046	34,413,116
Morelos	451,987	6,335,637
Nayarit	818,713	11,476,146
Nuevo León	3,047,369	42,715,885
Oaxaca	610,250	8,554,057
Puebla	1,221,283	17,119,090
Querétaro	1,435,730	20,125,058
Quintana Roo	53,930	755,953
San Luis Potosí	1,589,981	22,287,241
Sinaloa	9,406,668	131,856,087
Sonora	11,431,317	160,236,200
Tabasco	2,462,672	34,520,012
Tamaulipas	1,967,010	27,572,169
Tlaxcala	17,902	250,938
Veracruz	9,805,475	137,446,285
Yucatán	1,183,000	16,582,466
Zacatecas	853,445	11,962,995
Totales	90,307,069	1,265,861,278

d/ Definitivos.

Cuadro 7.

Integración del Fondo General de Participaciones de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo	Fondo General de Participaciones crecimiento 2017			Resarcimiento BET 2017	Total
	General de	Primera	Segunda	Tercera		
	Participaciones de 2007	Parte C ₁	Parte C ₂	Parte C ₃		
Aguascalientes	253,448,939	144,792,606	67,336,953	4,468,976	920,712	470,968,185
Baja California	635,563,001	403,103,432	192,884,456	49,358,407	3,451,530	1,284,360,825
Baja California Sur	160,245,947	88,699,331	45,046,713	2,697,240	902,291	297,591,522
Campeche	226,439,168	59,465,101	49,736,194	2,864,003	949,542	339,454,009
Coahuila	538,189,157	328,512,530	165,928,939	34,043,040	2,625,431	1,069,299,098
Colima	164,236,610	78,379,990	38,151,202	1,608,292	378,243	282,754,337
Chiapas	1,004,369,892	526,369,840	255,639,864	23,281,939	8,507,592	1,818,169,127
Chihuahua	629,999,297	418,771,501	200,813,408	58,607,309	9,515,833	1,317,707,348
Ciudad de México	2,744,713,747	926,734,334	476,069,053	642,945,181	1,135,391	4,791,597,705
Durango	288,519,244	188,716,638	98,050,274	5,819,589	4,947,879	586,053,624
Guanajuato	855,324,839	653,762,701	313,888,547	76,597,357	2,994,599	1,902,568,043
Guerrero	493,273,999	376,119,495	175,266,714	13,985,582	383,199	1,059,028,990
Hidalgo	395,380,932	316,051,756	148,438,674	11,066,529	317,193	871,255,083
Jalisco	1,432,795,987	878,283,494	446,549,396	167,662,872	11,186,613	2,936,478,362
México	2,800,368,390	1,825,857,037	901,063,583	554,630,665	254,947	6,082,174,621
Michoacán	629,287,410	478,019,621	243,974,526	30,720,434	2,867,760	1,384,869,750
Morelos	323,614,323	209,970,347	103,739,199	6,445,516	527,970	644,297,355
Nayarit	217,191,062	135,899,149	65,710,223	2,923,801	956,345	422,680,581
Nuevo León	1,061,831,201	561,070,695	283,117,139	140,419,443	3,559,657	2,049,998,136
Oaxaca	538,451,268	415,171,948	206,322,327	14,743,385	712,838	1,175,401,767
Puebla	889,073,482	669,500,434	343,877,850	59,612,783	1,426,591	1,963,491,140
Querétaro	376,413,841	231,013,354	111,549,755	17,874,194	1,677,088	738,528,231
Quintana Roo	265,685,776	177,843,228	93,609,786	16,572,247	62,996	553,774,033
San Luis Potosí	414,546,142	306,034,147	148,654,756	15,433,308	1,857,270	886,525,623
Sinaloa	533,055,947	331,650,647	160,222,975	28,592,580	10,988,007	1,064,510,156
Sonora	552,077,699	316,793,002	157,126,743	29,787,990	13,353,017	1,069,138,451
Tabasco	919,495,148	186,585,625	111,329,504	7,262,565	2,876,668	1,227,549,510
Tamaulipas	623,742,505	378,406,815	183,601,791	36,749,532	2,297,681	1,224,798,323
Tlaxcala	229,036,641	140,128,508	72,529,744	1,694,328	20,911	443,410,133
Veracruz	1,338,567,778	830,786,550	429,400,102	92,073,027	11,453,857	2,702,281,314
Yucatán	350,185,660	232,598,383	121,105,839	9,309,312	1,381,872	714,581,066
Zacatecas	267,212,803	172,304,004	82,961,891	4,714,615	996,916	528,190,230
Totales	22,152,337,833	12,987,396,242	6,493,698,121	2,164,566,040	105,488,440	43,903,486,677

Cuadro 8.

Cálculo de los coeficientes de participación del 70% del crecimiento del Fondo de Fomento Municipal para 2017.

Entidades	Recaudación de agua y predial		Variación 2016/2015 (3=2/1)	Población e/ 2017 (4)	Resultado	
	2015	2016			Variación por población (5=3*4)	Coeficientes de participación 1/ (6= (5/Σ5)100)
	(1)	(2)			(5=3*4)	(6= (5/Σ5)100)
Aguascalientes	1,111,248,525	1,162,601,585	1.046212	1,319,359	1,380,329	1.038750
Baja California	5,169,113,572	5,622,007,581	1.087615	3,578,442	3,891,969	2.928854
Baja California Sur	1,095,843,053	1,231,618,447	1.123900	806,985	906,971	0.682530
Campeche	331,371,215	338,545,864	1.021651	933,359	953,568	0.717596
Coahuila	2,399,476,592	2,556,901,322	1.065608	3,025,476	3,223,971	2.426161
Colima	738,993,446	837,326,485	1.133063	746,272	845,574	0.636326
Chiapas	1,009,896,900	1,056,942,799	1.046585	5,374,194	5,624,550	4.232687
Chihuahua	4,071,057,954	4,137,507,786	1.016322	3,777,585	3,839,245	2.889177
Ciudad de México	21,778,575,899	21,751,966,824	0.998778	8,814,081	8,803,312	6.624826
Durango	767,981,600	807,449,473	1.051392	1,797,144	1,889,502	1.421922
Guanajuato	4,611,599,627	5,165,374,792	1.120083	5,903,342	6,612,234	4.975957
Guerrero	1,571,468,137	1,723,664,053	1.096850	3,604,893	3,954,025	2.975554
Hidalgo	1,182,820,935	1,277,985,189	1.080455	2,942,999	3,179,779	2.392904
Jalisco	6,743,459,337	7,364,365,775	1.092075	8,099,961	8,845,768	6.656776
México	9,786,868,800	10,596,399,868	1.082716	17,333,034	18,766,754	14.122694
Michoacán	1,841,141,354	2,014,529,830	1.094174	4,654,480	5,092,813	3.832535
Morelos	1,039,565,887	1,142,441,408	1.098960	1,962,702	2,156,931	1.623172
Nayarit	549,299,823	531,897,077	0.968318	1,265,700	1,225,600	0.922311
Nuevo León	6,730,196,953	7,633,166,493	1.134167	5,220,546	5,920,970	4.455755
Oaxaca	516,076,737	552,876,788	1.071307	4,058,571	4,347,977	3.272017
Puebla	2,299,178,360	2,570,768,538	1.118125	6,306,522	7,051,479	5.306505
Querétaro	2,694,470,012	3,220,405,927	1.195191	2,059,567	2,461,576	1.852429
Quintana Roo	3,262,157,157	3,471,609,612	1.064207	1,659,059	1,765,582	1.328667
San Luis Potosí	1,265,636,414	1,502,761,088	1.187356	2,798,891	3,323,280	2.500894
Sinaloa	3,239,076,640	3,243,088,476	1.001239	3,031,891	3,035,646	2.284439
Sonora	2,657,095,881	2,888,175,183	1.086967	3,006,935	3,268,439	2.459624
Tabasco	385,636,449	438,834,116	1.137948	2,428,422	2,763,417	2.079576
Tamaulipas	2,989,199,817	3,109,962,087	1.040400	3,617,768	3,763,924	2.832496
Tlaxcala	221,223,912	233,168,380	1.053993	1,310,954	1,381,736	1.039809
Veracruz	3,067,599,435	3,164,500,473	1.031589	8,156,841	8,414,504	6.332233
Yucatán	706,484,029	813,939,954	1.152100	2,169,504	2,499,485	1.880957
Zacatecas	1,058,136,330	1,120,219,255	1.058672	1,598,947	1,692,760	1.273866
Totales	96,891,950,784	103,283,002,529	1.065961	123,364,426	132,883,669	100.000000

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

Agua y predial a pesos corrientes.

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 9.

Cálculo de los coeficientes de participación del 30% del crecimiento del Fondo de Fomento Municipal para 2017.

Entidades	Predial municipios coordinados con la entidad en su administración		Variación (cociente) 2016/2015	Valor Mínimo min (3), 2	Población 2015 municipios coordinados administración predial d/	Resultado	Coeficientes de participación 1/
	2015	2016		2		Valor mínimo por población	
	$RC_{i,t-2}$	$RC_{i,t-1}$		$I_{i,t}$		$I_{i,t} \cdot nc_i$	
	(1)	(2)		4= min (3)-2		(5)	
Aguascalientes	36,409,521	40,296,841	1.106767	1.106767	314,949	348,575	1.105936
Baja California	0	0	0	0	0	0	0.000000
Baja California Sur	0	0	0	0	0	0	0.000000
Campeche	90,550,550	94,729,715	1.046153	1.046153	651,628	681,702	2.162860
Coahuila	296,506,079	329,540,135	1.111411	1.111411	843,988	938,018	2.976080
Colima	0	0	0	0	0	0	0.000000
Chiapas	13,794,615	14,429,063	1.045992	1.045992	1,005,699	1,051,954	3.337569
Chihuahua	1,040,423,919	1,055,781,973	1.014761	1.014761	2,422,184	2,457,939	7.798385
Ciudad de México	14,128,090,154	14,055,929,836	0.994892	0.994892	8,918,653	8,873,100	28.151985
Durango	290,022,749	316,434,126	1.091067	1.091067	1,749,369	1,908,678	6.055727
Guanajuato	0	0	0	0	0	0	0.000000
Guerrero	0	0	0	0	0	0	0.000000
Hidalgo	0	0	0	0	0	0	0.000000
Jalisco	2,451,631,615	2,607,381,779	1.063529	1.063529	5,907,056	6,282,326	19.932149
México	1,374,274,098	1,279,729,961	0.931204	0.931204	7,092,728	6,604,779	20.955205
Michoacán	2,135,398	2,168,559	1.015529	1.015529	71,815	72,930	0.231388
Morelos	0	0	0	0	0	0	0.000000
Nayarit	6,154,211	6,969,099	1.132411	1.132411	224,913	254,694	0.808076
Nuevo León	0	0	0	0	0	0	0.000000
Oaxaca	0	0	0	0	0	0	0.000000
Puebla	0	0	0	0	0	0	0.000000
Querétaro	0	0	0	0	0	0	0.000000
Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0.000000
San Luis Potosí	0	0	0	0	0	0	0.000000
Sinaloa	0	0	0	0	0	0	0.000000
Sonora	0	0	0	0	0	0	0.000000
Tabasco	17,234,095	28,333,835	1.644057	1.644057	454,688	747,533	2.371723
Tamaulipas	0	0	0	0	0	0	0.000000
Tlaxcala	0	0	0	0	0	0	0.000000
Veracruz	0	0	0	0	0	0	0.000000
Yucatán	31,301,991	38,935,956	1.243881	1.243881	1,042,167	1,296,332	4.112916
Zacatecas	0	0	0	0	0	0	0.000000
Totales	19,778,528,995	19,870,660,878	1.004658		30,699,837	31,518,560	100.000000

d/ Resultados Definitivos de la Encuesta Intercensal 2015 publicada el 8 de diciembre de 2015 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

Agua y predial a pesos corrientes.

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 10.

Distribución e integración del Fondo de Fomento Municipal de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo de Fomento Municipal				Total
	de 2013	Crecimiento 2017		Subtotal	
		70% primera parte	30% segunda parte		
Aguascalientes	42,831,004	2,992,900	1,365,634	4,358,534	47,189,538
Baja California	29,439,346	8,438,764	0	8,438,764	37,878,111
Baja California Sur	13,281,123	1,966,540	0	1,966,540	15,247,663
Campeche	19,893,110	2,067,574	2,670,748	4,738,321	24,631,431
Coahuila	30,379,818	6,990,378	3,674,929	10,665,307	41,045,126
Colima	23,005,209	1,833,416	0	1,833,416	24,838,625
Chiapas	39,872,920	12,195,435	4,121,303	16,316,738	56,189,658
Chihuahua	39,996,201	8,324,445	9,629,617	17,954,063	57,950,264
Ciudad de México	220,083,536	19,087,789	34,762,689	53,850,478	273,934,014
Durango	38,935,872	4,096,915	7,477,745	11,574,660	50,510,531
Guanajuato	64,119,654	14,336,981	0	14,336,981	78,456,635
Guerrero	29,484,254	8,573,318	0	8,573,318	38,057,573
Hidalgo	86,188,656	6,894,558	0	6,894,558	93,083,214
Jalisco	73,415,556	19,179,843	24,612,656	43,792,499	117,208,055
México	120,654,958	40,691,030	25,875,947	66,566,978	187,221,936
Michoacán	90,139,479	11,042,496	285,723	11,328,220	101,467,698
Morelos	37,531,376	4,676,768	0	4,676,768	42,208,143
Nayarit	34,648,676	2,657,409	997,831	3,655,240	38,303,916
Nuevo León	41,166,217	12,838,149	0	12,838,149	54,004,366
Oaxaca	94,850,859	9,427,504	0	9,427,504	104,278,364
Puebla	94,872,995	15,289,376	0	15,289,376	110,162,370
Querétaro	44,883,561	5,337,313	0	5,337,313	50,220,875
Quintana Roo	29,824,745	3,828,224	0	3,828,224	33,652,969
San Luis Potosí	48,129,383	7,205,705	0	7,205,705	55,335,088
Sinaloa	29,945,765	6,582,042	0	6,582,042	36,527,807
Sonora	25,109,090	7,086,795	0	7,086,795	32,195,885
Tabasco	45,803,078	5,991,782	2,928,656	8,920,438	54,723,516
Tamaulipas	49,509,217	8,161,132	0	8,161,132	57,670,348
Tlaxcala	31,392,711	2,995,950	0	2,995,950	34,388,661
Veracruz	83,688,467	18,244,755	0	18,244,755	101,933,222
Yucatán	59,235,595	5,419,510	5,078,719	10,498,229	69,733,824
Zacatecas	65,980,157	3,670,329	0	3,670,329	69,650,486
Totales	1,778,292,588	288,125,127	123,482,197	411,607,324	2,189,899,912

Cuadro 11.

Importes del impuesto especial sobre producción y servicios del ejercicio 2016.

(Pesos)

Entidades	Bebidas		Tabacos	Total
	Alcohólicas	Cerveza	Labrados	
Aguascalientes	173,620,381	677,928,614	278,622,653	1,130,171,648
Baja California	617,537,254	4,132,866,208	953,757,259	5,704,160,721
Baja California Sur	269,080,205	1,008,768,771	161,726,001	1,439,574,977
Campeche	61,828,084	834,475,727	53,134,109	949,437,920
Coahuila	313,566,087	2,995,196,923	807,875,484	4,116,638,494
Colima	168,394,973	376,128,356	166,812,900	711,336,229
Chiapas	206,164,130	1,761,902,793	140,334,292	2,108,401,215
Chihuahua	393,562,350	4,059,865,784	979,733,641	5,433,161,775
Ciudad de México	8,716,226,565	15,808,724,395	3,121,616,599	27,646,567,559
Durango	210,142,577	1,345,376,148	298,130,807	1,853,649,532
Guanajuato	729,874,253	2,901,825,433	1,119,163,286	4,750,862,972
Guerrero	445,737,356	1,450,133,102	241,076,805	2,136,947,263
Hidalgo	1,061,571,776	729,970,936	288,123,685	2,079,666,397
Jalisco	3,118,615,477	3,170,958,139	2,270,491,236	8,560,064,852
México	2,898,846,887	3,535,581,553	4,627,491,338	11,061,919,778
Michoacán	1,298,608,151	1,728,829,934	861,442,422	3,888,880,507
Morelos	198,670,857	825,018,118	275,613,067	1,299,302,042
Nayarit	94,976,089	589,841,398	166,835,584	851,653,071
Nuevo León	1,437,828,841	8,347,101,473	2,076,380,623	11,861,310,937
Oaxaca	122,077,195	1,951,420,199	214,153,117	2,287,650,511
Puebla	975,752,972	2,148,596,394	938,989,043	4,063,338,409
Querétaro	494,365,855	927,486,342	812,646,856	2,234,499,053
Quintana Roo	928,477,732	2,685,550,314	165,222,764	3,779,250,810
San Luis Potosí	232,384,431	1,237,722,815	496,914,512	1,967,021,758
Sinaloa	233,714,028	3,547,745,769	379,565,066	4,161,024,863
Sonora	232,413,422	3,677,896,484	940,522,948	4,850,832,854
Tabasco	267,373,190	1,469,107,891	426,225,498	2,162,706,579
Tamaulipas	224,522,816	3,637,712,542	712,223,355	4,574,458,713
Tlaxcala	35,772,473	419,935,201	136,479,027	592,186,701
Veracruz	744,214,043	3,389,188,421	762,622,471	4,896,024,935
Yucatán	230,548,397	2,775,742,590	485,044,395	3,491,335,382
Zacatecas	75,532,755	691,955,976	202,026,202	969,514,933
Totales	27,212,001,602	84,840,554,743	25,560,997,045	137,613,553,390

Nota: Los importes de estos conceptos no corresponden a las cifras que registra la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de 2016, toda vez que las cifras de este cuadro se refieren al impuesto causado. El impuesto causado es utilizado como variable para determinar los coeficientes de participación de estos conceptos.

Cuadro 12.

Coefficientes de las participaciones específicas en el impuesto especial sobre producción y servicios de 2017.

Entidades	Tabacos	Cerveza	Bebidas
	Labrados		Alcohólicas
	(8%)	(20%)	(20%)
Aguascalientes	1.090030	0.799062	0.638029
Baja California	3.731299	4.871333	2.269356
Baja California Sur	0.632706	1.189017	0.988829
Campeche	0.207872	0.983581	0.227209
Coahuila	3.160579	3.530383	1.152308
Colima	0.652607	0.443336	0.618826
Chiapas	0.549017	2.076722	0.757622
Chihuahua	3.832924	4.785289	1.446282
Ciudad de México	12.212421	18.633452	32.030817
Durango	1.166350	1.585770	0.772242
Guanajuato	4.378402	3.420328	2.682178
Guerrero	0.943143	1.709245	1.638018
Hidalgo	1.127200	0.860403	3.901116
Jalisco	8.882640	3.737550	11.460441
México	18.103720	4.167325	10.652825
Michoacán	3.370144	2.037740	4.772189
Morelos	1.078256	0.972434	0.730085
Nayarit	0.652696	0.695235	0.349023
Nuevo León	8.123238	9.838575	5.283804
Oaxaca	0.837812	2.300103	0.448615
Puebla	3.673523	2.532511	3.585745
Querétaro	3.179246	1.093211	1.816720
Quintana Roo	0.646386	3.165409	3.412016
San Luis Potosí	1.944034	1.458881	0.853978
Sinaloa	1.484938	4.181663	0.858864
Sonora	3.679524	4.335069	0.854084
Tabasco	1.667484	1.731610	0.982556
Tamaulipas	2.786368	4.287705	0.825087
Tlaxcala	0.533935	0.494970	0.131458
Veracruz	2.983540	3.994774	2.734874
Yucatán	1.897596	3.271717	0.847231
Zacatecas	0.790369	0.815596	0.277571
Totales	100.000000	100.000000	100.000000

Coefficientes preliminares.

Cuadro 13.

Participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Tabacos		Bebidas	Total
	Labrados	Cerveza	Alcohólicas	
Aguascalientes	1,175,984	5,186,791	1,333,628	7,696,403
Baja California	4,025,529	31,620,310	4,743,479	40,389,318
Baja California Sur	682,598	7,718,029	2,066,882	10,467,508
Campeche	224,263	6,384,523	474,919	7,083,706
Coahuila	3,409,805	22,916,071	2,408,590	28,734,466
Colima	704,068	2,877,735	1,293,490	4,875,293
Chiapas	592,310	13,480,212	1,583,605	15,656,127
Chihuahua	4,135,168	31,061,788	3,023,064	38,220,020
Ciudad de México	13,175,426	120,951,596	66,951,817	201,078,839
Durango	1,258,323	10,293,392	1,614,165	13,165,879
Guanajuato	4,723,659	22,201,691	5,606,372	32,531,722
Guerrero	1,017,514	11,094,881	3,423,835	15,536,231
Hidalgo	1,216,085	5,584,964	8,154,235	14,955,284
Jalisco	9,583,076	24,260,809	23,954,973	57,798,858
México	19,531,281	27,050,521	22,266,868	68,848,670
Michoacán	3,635,895	13,227,173	9,974,979	26,838,047
Morelos	1,163,282	6,312,164	1,526,047	9,001,493
Nayarit	704,164	4,512,841	729,538	5,946,543
Nuevo León	8,763,792	63,863,169	11,044,373	83,671,334
Oaxaca	903,877	14,930,198	937,710	16,771,785
Puebla	3,963,197	16,438,781	7,495,036	27,897,014
Querétaro	3,429,944	7,096,142	3,797,365	14,323,450
Quintana Roo	697,357	20,546,983	7,131,902	28,376,242
San Luis Potosí	2,097,330	9,469,743	1,785,011	13,352,084
Sinaloa	1,602,033	27,143,589	1,795,224	30,540,845
Sonora	3,969,671	28,139,364	1,785,234	33,894,268
Tabasco	1,798,973	11,240,056	2,053,770	15,092,798
Tamaulipas	3,006,085	27,831,919	1,724,624	32,562,628
Tlaxcala	576,038	3,212,899	274,779	4,063,715
Veracruz	3,218,805	25,930,476	5,716,520	34,865,801
Yucatán	2,047,230	21,237,039	1,770,908	25,055,177
Zacatecas	852,693	5,294,113	580,189	6,726,995
Totales	107,885,455	649,109,960	209,023,129	966,018,545

Cuadro 14.

Determinación de las participaciones de gasolinas y diésel de septiembre de 2017.

(pesos)		
Entidades	Recaudación de gasolinas y diésel	9/11 Participaciones de gasolinas y diésel
Aguascalientes	28,866,372	23,617,941
Baja California	82,178,138	67,236,658
Baja California Sur	24,686,352	20,197,924
Campeche	16,662,863	13,633,252
Coahuila	73,821,921	60,399,754
Colima	21,138,559	17,295,185
Chiapas	49,319,764	40,352,534
Chihuahua	87,338,820	71,459,035
Ciudad de México	137,195,868	112,251,165
Durango	36,879,924	30,174,483
Guanajuato	98,353,315	80,470,894
Guerrero	39,786,782	32,552,822
Hidalgo	52,882,997	43,267,907
Jalisco	161,380,058	132,038,229
México	243,398,352	199,144,106
Michoacán	75,869,989	62,075,446
Morelos	31,091,064	25,438,143
Nayarit	22,209,173	18,171,142
Nuevo León	128,984,236	105,532,557
Oaxaca	44,532,832	36,435,953
Puebla	83,026,461	67,930,741
Querétaro	57,004,573	46,640,105
Quintana Roo	37,469,853	30,657,152
San Luis Potosí	54,350,592	44,468,666
Sinaloa	72,827,067	59,585,782
Sonora	88,223,291	72,182,693
Tabasco	68,957,797	56,420,016
Tamaulipas	85,768,173	70,173,960
Tlaxcala	19,107,888	15,633,727
Veracruz	115,188,707	94,245,306
Yucatán	61,950,801	50,687,019
Zacatecas	37,393,357	30,594,565
Totales	2,237,845,939	1,830,964,859

Cuadro 15.

Cálculo del PIB per cápita estatal no minero

Entidades	PIB	PIB	PIB	Población e/ 2015	Per cápita pc/ PIB estatal no minero
	estatal 2015	estatal minero 2015	estatal no minero 2015		
Aguascalientes	220,288,506	2,163,342	218,125,164	1,294,139	168,548
Baja California	517,575,731	2,096,957	515,478,774	3,503,256	147,143
Baja California Sur	133,676,848	5,391,242	128,285,606	772,554	166,054
Campeche	445,732,823	288,465,762	157,267,061	913,003	172,253
Coahuila	610,402,334	12,517,747	597,884,587	2,973,809	201,050
Colima	104,289,969	729,960	103,560,009	728,088	142,236
Chiapas	289,544,788	10,843,112	278,701,676	5,277,524	52,809
Chihuahua	518,813,787	12,877,799	505,935,988	3,723,857	135,863
Ciudad de México	2,865,013,790	423,587	2,864,590,203	8,846,769	323,801
Durango	213,044,659	8,345,681	204,698,978	1,771,392	115,558
Guanajuato	764,636,439	3,266,661	761,369,778	5,835,287	130,477
Guerrero	261,109,056	630,157	260,478,899	3,575,876	72,843
Hidalgo	301,263,540	3,088,986	298,174,554	2,891,583	103,118
Jalisco	1,170,616,084	4,189,279	1,166,426,805	7,965,828	146,429
México	1,620,804,574	3,225,088	1,617,579,486	16,964,335	95,352
Michoacán	411,847,693	1,327,656	410,520,037	4,608,493	89,079
Morelos	203,043,541	689,872	202,353,669	1,928,936	104,904
Nayarit	119,496,505	539,800	118,956,705	1,232,235	96,537
Nuevo León	1,290,857,250	14,420,394	1,276,436,856	5,113,006	249,645
Oaxaca	274,523,708	3,104,454	271,419,254	4,021,874	67,486
Puebla	555,257,602	5,948,037	549,309,565	6,216,959	88,357
Querétaro	402,829,462	2,203,235	400,626,227	2,015,685	198,754
Quintana Roo	284,439,517	1,384,986	283,054,531	1,591,768	177,824
San Luis Potosí	346,698,505	12,018,501	334,680,004	2,762,818	121,137
Sinaloa	378,374,367	1,942,003	376,432,364	2,994,153	125,722
Sonora	510,340,575	67,016,858	443,323,717	2,947,880	150,387
Tabasco	397,950,009	164,576,189	233,373,820	2,393,002	97,523
Tamaulipas	525,284,907	31,122,785	494,162,122	3,558,491	138,868
Tlaxcala	98,248,883	29,123	98,219,760	1,284,913	76,441
Veracruz	855,794,783	32,267,213	823,527,570	8,069,339	102,056
Yucatán	269,996,970	2,560,234	267,436,736	2,128,953	125,619
Zacatecas	182,675,681	53,537,701	129,137,980	1,580,777	81,693
Totales	17,144,472,886	752,944,401	16,391,528,485	121,486,582	134,925

PIB a miles de pesos.

Fuente: PIB INEGI, 17 de julio de 2017.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del cuarto trimestre de 2015, publicada el 12 de febrero de 2016 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

pc/ Per cápita a pesos

Cuadro 16.

Las diez entidades con el menor PIB per cápita no minero.

(Pesos)

No.	Entidades	PIB pc no minero
	Ciudad de México	
	Nuevo León	
	Coahuila	
	Querétaro	
	Quintana Roo	
	Campeche	
	Aguascalientes	
	Baja California Sur	
	Sonora	
	Baja California	
	Jalisco	
	Colima	
	Tamaulipas	
	Chihuahua	
	Guanajuato	
	Sinaloa	
	Yucatán	
	San Luis Potosí	
	Durango	
	Morelos	
	Hidalgo	
	Veracruz	
1	Tabasco	97,523
2	Nayarit	96,537
3	México	95,352
4	Michoacán	89,079
5	Puebla	88,357
6	Zacatecas	81,693
7	Tlaxcala	76,441
8	Guerrero	72,843
9	Oaxaca	67,486
10	Chiapas	52,809

pc/ Per cápita.

Cuadro 17.

Cálculo del coeficiente de participación del Fondo de
Compensación para 2017.

Entidades	Inverso PIB pc/ no minero	Coeficientes de participación 1/
Aguascalientes		
Baja California		
Baja California Sur		
Campeche		
Coahuila		
Colima		
Chiapas	0.000019	14.975289
Chihuahua		
Ciudad de México		
Durango		
Guanajuato		
Guerrero	0.000014	10.856616
Hidalgo		
Jalisco		
México	0.000010	8.293843
Michoacán	0.000011	8.877877
Morelos		
Nayarit	0.000010	8.191986
Nuevo León		
Oaxaca	0.000015	11.718510
Puebla	0.000011	8.950461
Querétaro		
Quintana Roo		
San Luis Potosí		
Sinaloa		
Sonora		
Tabasco	0.000010	8.109153
Tamaulipas		
Tlaxcala	0.000013	10.345689
Veracruz		
Yucatán		
Zacatecas	0.000012	9.680576
Totales	0.000126	100.000000

1/ Coeficiente preliminar.

pc/ Per cápita.

Cuadro 18.

Distribución del Fondo de Compensación de septiembre de 2017.

(Pesos)		
Entidades	Coefficientes de participación 1/	Total
Aguascalientes		
Baja California		
Baja California Sur		
Campeche		
Coahuila		
Colima		
Chiapas	14.975289	61,291,864
Chihuahua		
Ciudad de México		
Durango		
Guanajuato		
Guerrero	10.856616	44,434,684
Hidalgo		
Jalisco		
México	8.293843	33,945,593
Michoacán	8.877877	36,335,971
Morelos		
Nayarit	8.191986	33,528,707
Nuevo León		
Oaxaca	11.718510	47,962,300
Puebla	8.950461	36,633,046
Querétaro		
Quintana Roo		
San Luis Potosí		
Sinaloa		
Sonora		
Tabasco	8.109153	33,189,684
Tamaulipas		
Tlaxcala	10.345689	42,343,529
Veracruz		
Yucatán		
Zacatecas	9.680576	39,621,308
Totales	100.000000	409,286,685

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 19.

Cálculo del coeficiente de participación relativo a la Extracción
de Petróleo y Gas para 2017.

Entidades	Extracción de	
	Petróleo y Gas Producción Bruta 1/ (Millones de pesos)	Coeficiente de participación p/ (2=(1/Σ1)100)
	(1)	(2=(1/Σ1)100)
Aguascalientes		
Baja California		
Baja California Sur		
Campeche	589,944	56.924817
Coahuila	1,876	0.180971
Colima		
Chiapas	22,361	2.157616
Chihuahua		
Ciudad de México		
Durango		
Guanajuato		
Guerrero		
Hidalgo		
Jalisco		
México		
Michoacán		
Morelos		
Nayarit		
Nuevo León	12,257	1.182682
Oaxaca		
Puebla	11,229	1.083546
Querétaro		
Quintana Roo		
San Luis Potosí	174	0.016799
Sinaloa		
Sonora		
Tabasco	301,984	29.139024
Tamaulipas	33,527	3.235122
Tlaxcala		
Veracruz	63,005	6.079423
Yucatán		
Zacatecas		
Totales	1,036,357	100.000000

1/ Fuente: Rama 2111: Extracción de petróleo y gas. Censo Económico 2014 del INEGI, publicado el 26 de agosto de 2015 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

p/ Preliminar.

Cuadro 20.

Cálculo del coeficiente de participación relativo a la Producción de Gas Asociado y no Asociado para 2017.

Entidades	Producción	Coeficiente de participación p/
	de Gas Asociado y no Asociado 2016 1/ (Millones de pies cúbicos)	
	(1)	(2=(1/Σ1)100)
Aguascalientes		
Baja California		
Baja California Sur		
Campeche	1,920	35.981960
Coahuila	18	0.338841
Colima		
Chiapas	117	2.194164
Chihuahua		
Ciudad de México		
Durango		
Guanajuato		
Guerrero		
Hidalgo		
Jalisco		
México		
Michoacán		
Morelos		
Nayarit		
Nuevo León	248	4.653299
Oaxaca		
Puebla	54	1.014931
Querétaro		
Quintana Roo		
San Luis Potosí	0	0.000325
Sinaloa		
Sonora		
Tabasco	1,933	36.222267
Tamaulipas	572	10.717849
Tlaxcala		
Veracruz	474	8.876365
Yucatán		
Zacatecas		
Totales	5,337	100.000000

1/ Producción de gas natural asociado y no asociado proporcionado por el Sistema de Información Energética.

Secretaría de Energía.

p/ Preliminar.

Cuadro 21.

Distribución e integración del Fondo de Extracción de Hidrocarburos de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Extracción de	Producción	Total
	Petróleo Producción Bruta	de Gas Asociado y no Asociado	
Aguascalientes	0	0	0
Baja California	0	0	0
Baja California Sur	0	0	0
Campeche	76,580,000	48,405,926	124,985,926
Coahuila	243,457	455,837	699,294
Colima	0	0	0
Chiapas	2,902,605	2,951,772	5,854,377
Chihuahua	0	0	0
Ciudad de México	0	0	0
Durango	0	0	0
Guanajuato	0	0	0
Guerrero	0	0	0
Hidalgo	0	0	0
Jalisco	0	0	0
México	0	0	0
Michoacán	0	0	0
Morelos	0	0	0
Nayarit	0	0	0
Nuevo León	1,591,042	6,260,005	7,851,046
Oaxaca	0	0	0
Puebla	1,457,676	1,365,369	2,823,045
Querétaro	0	0	0
Quintana Roo	0	0	0
San Luis Potosí	22,600	438	23,037
Sinaloa	0	0	0
Sonora	0	0	0
Tabasco	39,200,240	48,729,207	87,929,446
Tamaulipas	4,352,155	14,418,542	18,770,697
Tlaxcala	0	0	0
Veracruz	8,178,545	11,941,225	20,119,771
Yucatán	0	0	0
Zacatecas	0	0	0
Totales	134,528,320	134,528,320	269,056,640

Cuadro 22.

Participaciones provisionales de octubre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo General de Participaciones	Fondo de Fomento Municipal	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	Fondo de Extracción de Hidrocarburos	Fondo de Compensación 1/	Total
Aguascalientes	470,968,185	47,189,538	7,696,403	0	0	525,854,125
Baja California	1,284,360,825	37,878,111	40,389,318	0	0	1,362,628,254
Baja California Sur	297,591,522	15,247,663	10,467,508	0	0	323,306,694
Campeche	339,454,009	24,631,431	7,083,706	124,985,926	0	496,155,072
Coahuila	1,069,299,098	41,045,126	28,734,466	699,294	0	1,139,777,984
Colima	282,754,337	24,838,625	4,875,293	0	0	312,468,255
Chiapas	1,818,169,127	56,189,658	15,656,127	5,854,377	61,291,864	1,957,161,153
Chihuahua	1,317,707,348	57,950,264	38,220,020	0	0	1,413,877,632
Ciudad de México	4,791,597,705	273,934,014	201,078,839	0	0	5,266,610,558
Durango	586,053,624	50,510,531	13,165,879	0	0	649,730,035
Guanajuato	1,902,568,043	78,456,635	32,531,722	0	0	2,013,556,400
Guerrero	1,059,028,990	38,057,573	15,536,231	0	44,434,684	1,157,057,477
Hidalgo	871,255,083	93,083,214	14,955,284	0	0	979,293,581
Jalisco	2,936,478,362	117,208,055	57,798,858	0	0	3,111,485,275
México	6,082,174,621	187,221,936	68,848,670	0	33,945,593	6,372,190,820
Michoacán	1,384,869,750	101,467,698	26,838,047	0	36,335,971	1,549,511,467
Morelos	644,297,355	42,208,143	9,001,493	0	0	695,506,992
Nayarit	422,680,581	38,303,916	5,946,543	0	33,528,707	500,459,747
Nuevo León	2,049,998,136	54,004,366	83,671,334	7,851,046	0	2,195,524,882
Oaxaca	1,175,401,767	104,278,364	16,771,785	0	47,962,300	1,344,414,216
Puebla	1,963,491,140	110,162,370	27,897,014	2,823,045	36,633,046	2,141,006,616
Querétaro	738,528,231	50,220,875	14,323,450	0	0	803,072,556
Quintana Roo	553,774,033	33,652,969	28,376,242	0	0	615,803,244
San Luis Potosí	886,525,623	55,335,088	13,352,084	23,037	0	955,235,832
Sinaloa	1,064,510,156	36,527,807	30,540,845	0	0	1,131,578,808
Sonora	1,069,138,451	32,195,885	33,894,268	0	0	1,135,228,605
Tabasco	1,227,549,510	54,723,516	15,092,798	87,929,446	33,189,684	1,418,484,954
Tamaulipas	1,224,798,323	57,670,348	32,562,628	18,770,697	0	1,333,801,997
Tlaxcala	443,410,133	34,388,661	4,063,715	0	42,343,529	524,206,037
Veracruz	2,702,281,314	101,933,222	34,865,801	20,119,771	0	2,859,200,107
Yucatán	714,581,066	69,733,824	25,055,177	0	0	809,370,066
Zacatecas	528,190,230	69,650,486	6,726,995	0	39,621,308	644,189,019
Totales	43,903,486,677	2,189,899,912	966,018,545	269,056,640	409,286,685	47,737,748,458

1/ Corresponde al mes de septiembre de 2017.

Cuadro 23.

Determinación de los coeficientes de las participaciones por el 0.136% de la recaudación federal participable para el ejercicio de 2017.

Entidades/municipios	Recaudación			Coeficiente intermedio (4=(1x2)/3)	Coeficiente de participación (5=(4/Σ4)100)
	Coeficiente 2016	Agua y predial 2016	Agua y predial 2015		
	(1)	(2)	(3)		
Baja California					
Ensenada, B.C.	0.084335	562,159,225	568,285,755	0.083425	0.079158
Mexicali, B.C.	1.258535	1,673,204,081	1,409,504,175	1.493991	1.417562
Tecate, B.C.	0.565028	246,227,891	239,881,404	0.579976	0.550306
Tijuana, B.C.	1.718035	2,871,233,728	2,669,823,272	1.847643	1.753122
Baja California Sur					
La Paz, B.C.S.	0.010292	367,179,507	347,076,892	0.010888	0.010331
Campeche					
Cd. del Carmen, Camp.	0.372737	168,681,912	182,709,567	0.344120	0.326516
Chiapas					
Suchiate, Chis.	0.128765	2,095,487	2,079,670	0.129745	0.123107
Chihuahua					
Ascensión, Chih.	0.023281	17,741,308	21,805,136	0.018942	0.017973
Cd. Juárez, Chih.	3.728640	1,952,064,581	1,956,580,245	3.720035	3.529727
Ojinaga, Chih.	0.063730	25,360,869	26,043,403	0.062060	0.058885
Coahuila					
Cd. Acuña, Coah.	0.215530	115,828,841	123,415,152	0.202282	0.191934
Piedras Negras, Coah.	2.495636	171,619,360	172,695,579	2.480083	2.353208
Colima					
Manzanillo, Col.	2.720963	342,516,611	310,394,178	3.002554	2.848950
Guerrero					
Acapulco, Gro.	0.108553	1,204,540,450	1,085,596,834	0.120446	0.114285
Michoacán					
Lázaro Cárdenas, Mich.	3.342627	135,422,711	97,155,720	4.659196	4.420843
Nuevo León					
Anáhuac, N.L.	1.236160	12,659,700	8,711,848	1.796336	1.704440
Oaxaca					
Salina Cruz, Oax.	0.100904	41,429,302	24,116,648	0.173340	0.164472
Quintana Roo					
Benito Juárez, Q.R.	0.168710	1,763,988,034	1,681,246,416	0.177013	0.167957
O. P. Blanco, Q.R.	0.395484	196,949,770	188,985,829	0.412149	0.391065
Sinaloa					
Mazatlán, Sin.	0.248217	848,116,635	754,205,133	0.279125	0.264845
Sonora					
Agua Prieta, Son.	0.165016	96,780,847	82,961,334	0.192504	0.182656
Guaymas, Son.	0.022542	211,620,226	175,842,466	0.027128	0.025740
Naco, Son.	0.079329	3,692,796	3,982,814	0.073553	0.069790
Nogales, Son.	4.251440	301,394,773	271,166,027	4.725377	4.483638
P.E. Calles (Sonoyta), Son.	0.026123	10,070,433	11,175,659	0.023540	0.022336
San Luis R.C., Son.	0.075396	160,052,593	136,874,350	0.088164	0.083653
Tamaulipas					
Altamira, Tamps.	9.396923	269,453,553	255,456,078	9.911819	9.404754
Cd. Camargo, Tamps.	0.098834	14,607,063	16,206,189	0.089082	0.084525
Cd. M. Alemán, Tamps.	0.390991	18,071,854	27,016,022	0.261546	0.248166
Cd. Madero, Tamps.	1.373184	233,880,432	220,726,933	1.455015	1.380580
Matamoros, Tamps.	5.029695	468,337,846	443,985,600	5.305569	5.034149
Nuevo Laredo, Tamps.	50.651633	464,357,933	451,557,798	52.087436	49.422765
Reynosa, Tamps.	2.758454	607,716,647	582,907,582	2.875857	2.728735
Río Bravo, Tamps.	0.096513	83,503,168	89,591,627	0.089954	0.085352
Tampico, Tamps.	1.505048	381,494,233	363,889,072	1.577863	1.497143
Veracruz					
Coatzacoalcos, Ver.	0.238680	251,711,287	250,475,711	0.239857	0.227587
Tuxpan, Ver.	0.949887	101,148,966	98,666,293	0.973788	0.923972
Veracruz, Ver.	3.386607	396,463,522	414,938,863	3.235817	3.070280
Yucatán					
Progreso, Yuc.	0.517542	37,836,013	34,696,800	0.564367	0.535495
Total	100.000000	16,831,214,188	15,802,430,073	105.391584	100.000000

Coeficientes preliminares.

Nota: Las cifras de recaudación de agua y predial se presentan a pesos.

Cuadro 24.

Participaciones provisionales por el 0.136% de la recaudación federal participable de octubre de 2017.
(Pesos)

Entidades/municipios	Coeficiente	Participación	Participación por entidad
Baja California			11,317,841
Ensenada, B.C.	0.079158	235,752	
Mexicali, B.C.	1.417562	4,221,874	
Tecate, B.C.	0.550306	1,638,957	
Tijuana, B.C.	1.753122	5,221,259	
Baja California Sur			30,769
La Paz, B.C.S.	0.010331	30,769	
Campeche			972,450
Cd. del Carmen, Camp.	0.326516	972,450	
Chiapas			366,645
Suchiate, Chis.	0.123107	366,645	
Chihuahua			10,741,363
Ascensión, Chih.	0.017973	53,530	
Cd. Juárez, Chih.	3.529727	10,512,457	
Ojinaga, Chih.	0.058885	175,376	
Coahuila			7,580,103
Cd. Acuña, Coah.	0.191934	571,629	
Piedras Negras, Coah.	2.353208	7,008,474	
Colima			8,484,925
Manzanillo, Col.	2.848950	8,484,925	
Guerrero			340,369
Acapulco, Gro.	0.114285	340,369	
Michoacán			13,166,436
Lázaro Cárdenas, Mich.	4.420843	13,166,436	
Nuevo León			5,076,272
Anáhuac, N.L.	1.704440	5,076,272	
Oaxaca			489,841
Salina Cruz, Oax.	0.164472	489,841	
Quintana Roo			1,664,916
Benito Juárez, Q.R.	0.167957	500,221	
O. P. Blanco, Q.R.	0.391065	1,164,694	
Sinaloa			788,780
Mazatlán, Sin.	0.264845	788,780	
Sonora			14,497,632
Agua Prieta, Son.	0.182656	543,997	
Guaymas, Son.	0.025740	76,662	
Naco, Son.	0.069790	207,853	
Nogales, Son.	4.483638	13,353,456	
P.E. Calles (Sonoyta), Son.	0.022336	66,522	
San Luis R.C., Son.	0.083653	249,142	
Tamaulipas			208,139,451
Altamira, Tamps.	9.404754	28,009,838	
Cd. Camargo, Tamps.	0.084525	251,737	
Cd. M. Alemán, Tamps.	0.248166	739,104	
Cd. Madero, Tamps.	1.380580	4,111,731	
Matamoros, Tamps.	5.034149	14,993,024	
Nuevo Laredo, Tamps.	49.422765	147,194,037	
Reynosa, Tamps.	2.728735	8,126,891	
Río Bravo, Tamps.	0.085352	254,202	
Tampico, Tamps.	1.497143	4,458,887	
Veracruz			12,573,749
Coatzacoalcos, Ver.	0.227587	677,813	
Tuxpan, Ver.	0.923972	2,751,832	
Veracruz, Ver.	3.070280	9,144,104	
Yucatán			1,594,846
Progreso, Yuc.	0.535495	1,594,846	
Total	100.000000	297,826,388	297,826,388
Recaudación Federal Participable (RFP)		218,989,991,184	
0.136% de la RFP		297,826,388	

Cuadro 25.

Cálculo y distribución de las participaciones a municipios por los que se exportan hidrocarburos de octubre de 2017.

(Pesos)

Municipios	Importe del Crudo Exportado (a)	Coefficientes de Distribución	Participaciones a municipios por los que se exportan hidrocarburos	Participación
	(1)	(2=1/Σ1)	(3)	(4=2 x 3)
Campeche, Camp.	142,188,830	8.681099%		1,418,108
Cd. del Carmen, Camp.	568,755,322	34.724395%		5,672,432
Cd. Madero, Tamps.	8,477,347	0.517570%		84,548
Coatzacoalcos, Ver.	42,067,808	2.568379%		419,560
Paraíso, Tab.	876,316,880	53.502046%		8,739,870
Piedras Negras, Coah.	106,653	0.006512%		1,064
Reynosa, Tamps.	0	0.000000%		0
Salina Cruz, Oax.	0	0.000000%		0
Total	1,637,912,841	100.000000%	16,335,581	16,335,581

(a) Dólares

Cálculo efectuado el 06 de octubre de 2017.

Segundo.- En cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 26 de la Ley del Servicio de Administración Tributaria, en los cuadros que a continuación se relacionan se da a conocer la recaudación federal participable, el cálculo de las participaciones en ingresos federales y la determinación de las diferencias por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

- Cuadro 26. Determinación de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 2o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 27. Integración de los fondos de participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, de acuerdo a lo establecido en los artículos 2o., 2o.-A, 3o.-A, 4o.-A, 4o.-B, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 28. Resarcimiento del 80% de la recaudación de Bases Especiales de Tributación (BET) de 1989, que se adicionan al Fondo General de Participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme al artículo 2o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 29. Integración del Fondo General de Participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 2o., 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 30. Diferencias del Fondo General de Participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 2o., 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 31. Distribución e integración del Fondo de Fomento Municipal por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 2o.-A, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 32. Diferencias del Fondo de Fomento Municipal por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 2o.-A, 5o. y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 33. Participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 3o.-A y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 34. Diferencias de las participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, conforme a los artículos 3o.-A y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 35. Diferencias de participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.
- Cuadro 36. Participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, de conformidad con los artículos 2o.-A, fracción I y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.
- Cuadro 37. Diferencias de participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017, de conformidad con los artículos 2o.-A, fracción I y 7o. de la Ley de Coordinación Fiscal.

Cuadro 26.

Determinación de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017. ^{p/}

(Miles de pesos)

Conceptos	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Total
Ingresos Tributarios	196,307,008	208,153,552	227,595,737	202,985,635	835,041,932
Renta 1/	93,028,755	99,796,596	103,615,768	86,183,429	382,624,547
Valor Agregado	68,397,475	68,468,921	86,129,397	76,881,053	299,876,847
Especial sobre Producción y Servicios	29,222,613	33,624,627	29,770,567	32,979,400	125,597,207
Artículo 2, fracción I, inciso D)	17,569,444	20,868,866	19,361,298	18,343,443	76,143,051
Bebidas Alcohólicas	985,800	1,020,170	1,102,313	1,079,312	4,187,595
Cervezas	2,932,048	3,467,532	3,263,954	3,169,438	12,832,972
Tabacos	2,910,606	3,503,855	3,187,304	5,794,682	15,396,447
Bebidas Energetizantes	561	1,204	-1,300	446	910
Telecomunicaciones	453,182	499,544	482,330	486,290	1,921,345
Bebidas saborizadas	1,922,338	2,125,938	1,979,133	1,964,787	7,992,196
Alimentos no Básicos con Alta Densidad Calórica	1,480,100	1,533,467	1,521,297	1,515,608	6,050,472
Plaguicidas	40,881	44,139	64,110	74,246	223,376
Combustibles Fósiles	925,202	557,473	-1,190,690	548,768	840,753
Retenciones	2,452	2,438	819	2,380	8,090
Importación	4,154,746	4,091,431	4,093,066	4,901,697	17,240,940
Exportación	4	22	0	-28	-2
Tenencia (Aeronaves)	390	194	0	1	585
Recargos y actualizaciones	1,968,804	2,246,600	3,199,339	2,154,175	9,568,919
No Comprendidos 2/	-440,867	-104,111	-157,743	-181,915	-884,636
Derecho de Minería	-24,911	29,272	945,343	67,822	1,017,526
Petroleros	26,474,974	27,370,250	25,642,390	22,667,286	102,154,899
Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo 3/	26,474,974	30,067,367	26,283,184	23,769,619	106,595,144
ISR contratos y asignaciones 4/	0	-2,697,117	-640,794	-1,102,333	-4,440,244
Recaudación Federal Participable Bruta 5/	222,781,981	235,523,803	253,238,127	225,652,921	937,196,832
Menos:	2,748,947	4,054,195	2,760,576	3,385,818	12,949,537
20% de Bebidas Alcohólicas	197,160	204,034	220,463	215,862	837,519
20% de Cervezas	586,410	693,506	652,791	633,888	2,566,594
8% de Tabacos	232,848	280,308	254,984	463,575	1,231,716
Incentivos Económicos	1,707,529	2,851,347	1,607,339	2,047,493	8,213,708
Loterías, rifas, sorteos (premios) artículos 138 y 169 de la Ley del Impuesto sobre la Renta	25,000	25,000	25,000	25,000	100,000
Recaudación Federal Participable 6/	220,033,034	231,469,607	250,477,550	222,267,103	924,247,295

p/ Cifras preliminares.

Las sumas pueden no coincidir debido al redondeo.

1/ En 2017 excluye el ISR de servidores públicos.

2/ Numeral 1.9 del artículo 1o. de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017: Impuestos no comprendidos en las fracciones de la Ley de Ingresos causados en ejercicios fiscales anteriores pendientes de liquidación o pago.

3/ Corresponde al 76.65% de los recursos transferidos por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

4/ Corresponde al 0.8029% del ISR de contratos y asignaciones.

5/ Fuente Unidad de Política de Ingresos Tributarios, de la Subsecretaría de Ingresos. SHCP.

6/ Fuente Unidad de Coordinación con Entidades Federativas.

Cuadro 27.

Integración de los fondos de participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Conceptos	Cantidad
Recaudación Federal Participable	
1) Recaudación federal participable de mayo a agosto de 2017	924,247,294,803
2) Recaudación federal participable de mayo a agosto de 2007	443,046,756,667
3) Crecimiento (1-2)	481,200,538,136
Fondo General de Participaciones	
4) Fondo general de participaciones base 2007 (2 x 20%)	88,609,351,333
5) Fondo general de participaciones crecimiento 2017 (3 x 20%)	96,240,107,627
5.1) Primera parte 60% del crecimiento de 2017 (5 x 60%)	57,744,064,576
5.2) Segunda parte 30% del crecimiento de 2017 (5 x 30%)	28,872,032,288
5.3) Tercera parte 10% del crecimiento de 2017 (5 x 10%)	9,624,010,763
6) Total fondo general de participaciones de mayo a agosto de 2017 (4+5)	184,849,458,961
Fondo de Fomento Municipal	
7) Recaudación federal participable de mayo a agosto de 2013	711,317,035,000
8) Crecimiento (1-7)	212,930,259,803
9) Fondo de fomento municipal base 2013 (7 x 1%)	7,113,170,350
10) Fondo de fomento municipal crecimiento 2017 (8 x 1%)	2,129,302,598
10.1) Primera parte 70% del crecimiento de 2017 (10 x 70%)	1,490,511,819
10.2) Segunda parte 30% del crecimiento de 2017 (10 x 30%)	638,790,779
11) Total fondo de fomento municipal de mayo a agosto de 2017 (9+10)	9,242,472,948
Participaciones en el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	
12) Participaciones por tabacos labrados	1,231,715,758
13) Participaciones por cerveza	2,566,594,304
14) Participaciones por bebidas alcohólicas	837,519,045
15) Total participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios (12+13+14)	4,635,829,107
Participaciones por el 0.136% de la recaudación federal participable	
16) Participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable (1 x 0.136%)	1,256,976,321

Cuadro 28.

Resarcimiento del 80% de la recaudación de Bases Especiales de Tributación (BET)
de 1989, que se adicionan al Fondo General de Participaciones
por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	80% BET de 1989	Actualización a junio de 2017 d/ 14.0173	Adición al segundo ajuste cuatrimestral de 2017
Aguascalientes	788,208	11,048,548	3,682,849
Baja California	2,954,803	41,418,360	13,806,120
Baja California Sur	772,438	10,827,495	3,609,165
Campeche	812,889	11,394,509	3,798,170
Coahuila	2,247,592	31,505,171	10,501,724
Colima	323,808	4,538,914	1,512,971
Chiapas	7,283,222	102,091,108	34,030,369
Chihuahua	8,146,362	114,190,000	38,063,333
Ciudad de México	971,991	13,624,689	4,541,563
Durango	4,235,805	59,374,549	19,791,516
Guanajuato	2,563,631	35,935,185	11,978,395
Guerrero	328,051	4,598,389	1,532,796
Hidalgo	271,544	3,806,314	1,268,771
Jalisco	9,576,691	134,239,351	44,746,450
México	218,256	3,059,360	1,019,787
Michoacán	2,455,046	34,413,116	11,471,039
Morelos	451,987	6,335,637	2,111,879
Nayarit	818,713	11,476,146	3,825,382
Nuevo León	3,047,369	42,715,885	14,238,628
Oaxaca	610,250	8,554,057	2,851,352
Puebla	1,221,283	17,119,090	5,706,363
Querétaro	1,435,730	20,125,058	6,708,353
Quintana Roo	53,930	755,953	251,984
San Luis Potosí	1,589,981	22,287,241	7,429,080
Sinaloa	9,406,668	131,856,087	43,952,029
Sonora	11,431,317	160,236,200	53,412,067
Tabasco	2,462,672	34,520,012	11,506,671
Tamaulipas	1,967,010	27,572,169	9,190,723
Tlaxcala	17,902	250,938	83,646
Veracruz	9,805,475	137,446,285	45,815,428
Yucatán	1,183,000	16,582,466	5,527,489
Zacatecas	853,445	11,962,995	3,987,665
Totales	90,307,069	1,265,861,278	421,953,759

d/ Definitivos.

Cuadro 29.

Integración del Fondo General de Participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo	Fondo General de Participaciones crecimiento 2017			Resarcimiento BET 2017	Total
	General de	Primera	Segunda	Tercera		
	Participaciones Mayo a agosto de 2007	Parte C ₁	Parte C ₂	Parte C ₃		
Aguascalientes	1,013,795,756	643,771,346	299,390,984	19,869,788	3,682,849	1,980,510,724
Baja California	2,542,252,003	1,792,263,066	857,595,491	219,455,462	13,806,120	5,425,372,142
Baja California Sur	640,983,788	394,371,573	200,284,974	11,992,365	3,609,165	1,251,241,865
Campeche	905,756,673	264,391,457	221,135,164	12,733,821	3,798,170	1,407,815,286
Coahuila	2,152,756,629	1,460,619,850	737,746,905	151,360,865	10,501,724	4,512,985,973
Colima	656,946,440	348,490,115	169,626,415	7,150,727	1,512,971	1,183,726,668
Chiapas	4,017,479,567	2,340,325,456	1,136,616,190	103,515,265	34,030,369	7,631,966,848
Chihuahua	2,519,997,189	1,861,925,834	892,848,897	260,577,577	38,063,333	5,573,412,829
Ciudad de México	10,978,854,988	4,120,410,759	2,116,680,018	2,858,638,279	4,541,563	20,079,125,607
Durango	1,154,076,975	839,064,699	435,947,381	25,874,836	19,791,516	2,474,755,406
Guanajuato	3,421,299,355	2,906,734,725	1,395,599,256	340,564,241	11,978,395	8,076,175,971
Guerrero	1,973,095,997	1,672,288,119	779,264,163	62,182,161	1,532,796	4,488,363,236
Hidalgo	1,581,523,728	1,405,217,231	659,982,355	49,203,577	1,268,771	3,697,195,662
Jalisco	5,731,183,948	3,904,990,488	1,985,430,851	745,456,250	44,746,450	12,411,807,987
México	11,201,473,559	8,118,055,745	4,006,274,448	2,465,977,654	1,019,787	25,792,801,193
Michoacán	2,517,149,639	2,125,352,562	1,084,750,208	136,588,017	11,471,039	5,875,311,466
Morelos	1,294,457,293	933,562,126	461,241,262	28,657,807	2,111,879	2,720,030,368
Nayarit	868,764,247	604,229,601	292,158,283	12,999,692	3,825,382	1,781,977,204
Nuevo León	4,247,324,806	2,494,611,072	1,258,784,599	624,327,557	14,238,628	8,639,286,662
Oaxaca	2,153,805,072	1,845,921,642	917,342,443	65,551,475	2,851,352	4,985,471,985
Puebla	3,556,293,926	2,976,707,229	1,528,936,548	265,048,078	5,706,363	8,332,692,145
Querétaro	1,505,655,362	1,027,122,742	495,968,253	79,471,557	6,708,353	3,114,926,267
Quintana Roo	1,062,743,102	790,719,762	416,204,249	73,682,891	251,984	2,343,601,990
San Luis Potosí	1,658,184,566	1,360,677,325	660,943,091	68,618,984	7,429,080	3,755,853,045
Sinaloa	2,132,223,787	1,474,572,423	712,377,264	127,127,238	43,952,029	4,490,252,742
Sonora	2,208,310,798	1,408,512,932	698,610,917	132,442,222	53,412,067	4,501,288,936
Tabasco	3,677,980,592	829,589,871	494,988,984	32,290,538	11,506,671	5,046,356,656
Tamaulipas	2,494,970,020	1,682,457,910	816,323,261	163,394,365	9,190,723	5,166,336,280
Tlaxcala	916,146,565	623,034,013	322,478,975	7,533,258	83,646	1,869,276,457
Veracruz	5,354,271,110	3,693,811,392	1,909,182,316	409,371,571	45,815,428	11,412,451,818
Yucatán	1,400,742,640	1,034,170,035	538,456,152	41,390,706	5,527,489	3,020,287,021
Zacatecas	1,068,851,213	766,091,475	368,861,989	20,961,940	3,987,665	2,228,754,282
Totales	88,609,351,333	57,744,064,576	28,872,032,288	9,624,010,763	421,953,759	185,271,412,720

Cuadro 30.

Diferencias del Fondo General de Participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Pago		Diferencias	
	Provisional (a)	Preliminar (b)	Absolutas	Rel %
Aguascalientes	2,100,086,855	1,980,510,724	-119,576,131	-5.7
Baja California	5,790,353,942	5,425,372,142	-364,981,800	-6.3
Baja California Sur	1,321,925,673	1,251,241,865	-70,683,808	-5.3
Campeche	1,476,996,500	1,407,815,286	-69,181,214	-4.7
Coahuila	4,796,322,364	4,512,985,973	-283,336,391	-5.9
Colima	1,249,733,343	1,183,726,668	-66,006,675	-5.3
Chiapas	8,157,119,802	7,631,966,848	-525,152,954	-6.4
Chihuahua	5,996,163,123	5,573,412,829	-422,750,294	-7.1
Ciudad de México	21,317,202,188	20,079,125,607	-1,238,076,581	-5.8
Durango	2,636,400,394	2,474,755,406	-161,644,988	-6.1
Guanajuato	8,673,773,316	8,076,175,971	-597,597,345	-6.9
Guerrero	4,838,236,034	4,488,363,236	-349,872,798	-7.2
Hidalgo	3,959,131,615	3,697,195,662	-261,935,953	-6.6
Jalisco	13,267,556,766	12,411,807,987	-855,748,779	-6.4
México	27,545,092,532	25,792,801,193	-1,752,291,339	-6.4
Michoacán	6,277,733,754	5,875,311,466	-402,422,288	-6.4
Morelos	2,907,028,865	2,720,030,368	-186,998,497	-6.4
Nayarit	1,902,538,788	1,781,977,204	-120,561,584	-6.3
Nuevo León	9,210,390,909	8,639,286,662	-571,104,247	-6.2
Oaxaca	5,355,037,388	4,985,471,985	-369,565,403	-6.9
Puebla	8,906,879,220	8,332,692,145	-574,187,075	-6.4
Querétaro	3,315,717,759	3,114,926,267	-200,791,492	-6.1
Quintana Roo	2,507,082,645	2,343,601,990	-163,480,655	-6.5
San Luis Potosí	4,003,371,900	3,755,853,045	-247,518,855	-6.2
Sinaloa	4,783,659,555	4,490,252,742	-293,406,813	-6.1
Sonora	4,802,857,469	4,501,288,936	-301,568,533	-6.3
Tabasco	5,231,645,664	5,046,356,656	-185,289,008	-3.5
Tamaulipas	5,515,371,250	5,166,336,280	-349,034,970	-6.3
Tlaxcala	1,993,772,798	1,869,276,457	-124,496,341	-6.2
Veracruz	12,121,767,366	11,412,451,818	-709,315,548	-5.9
Yucatán	3,221,946,155	3,020,287,021	-201,659,134	-6.3
Zacatecas	2,381,154,458	2,228,754,282	-152,400,176	-6.4
Totales	197,564,050,390	185,271,412,720	-12,292,637,669	-6.2

(a) Suma de los meses de mayo a agosto de 2017.

(b) Cálculo con la recaudación de mayo a agosto de 2017.

Cuadro 31.

Distribución e integración del Fondo de Fomento Municipal por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo de Fomento Municipal				Total
	de 2013	Crecimiento 2017		Subtotal	
		70% primera parte	30% segunda parte		
Aguascalientes	171,324,015	15,482,693	7,064,616	22,547,309	193,871,324
Baja California	117,757,385	43,654,915	0	43,654,915	161,412,300
Baja California Sur	53,124,491	10,173,189	0	10,173,189	63,297,680
Campeche	79,572,440	10,695,849	13,816,153	24,512,002	104,084,442
Coahuila	121,519,273	36,162,211	19,010,925	55,173,136	176,692,409
Colima	92,020,836	9,484,517	0	9,484,517	101,505,353
Chiapas	159,491,681	63,088,703	21,320,080	84,408,783	243,900,464
Chihuahua	159,984,805	43,063,527	49,815,365	92,878,892	252,863,696
Ciudad de México	880,334,145	98,743,815	179,832,283	278,576,099	1,158,910,244
Durango	155,743,486	21,193,917	38,683,427	59,877,344	215,620,830
Guanajuato	256,478,615	74,167,220	0	74,167,220	330,645,835
Guerrero	117,937,017	44,350,982	0	44,350,982	162,287,999
Hidalgo	344,754,622	35,666,521	0	35,666,521	380,421,143
Jalisco	293,662,222	99,220,029	127,324,732	226,544,760	520,206,983
México	482,619,834	210,500,423	133,859,917	344,360,340	826,980,174
Michoacán	360,557,915	57,124,387	1,478,087	58,602,474	419,160,388
Morelos	150,125,503	24,193,578	0	24,193,578	174,319,080
Nayarit	138,594,705	13,747,152	5,161,918	18,909,070	157,503,774
Nuevo León	164,664,869	66,413,551	0	66,413,551	231,078,420
Oaxaca	379,403,436	48,769,807	0	48,769,807	428,173,243
Puebla	379,491,979	79,094,091	0	79,094,091	458,586,070
Querétaro	179,534,246	27,610,673	0	27,610,673	207,144,919
Quintana Roo	119,298,981	19,803,942	0	19,803,942	139,102,923
San Luis Potosí	192,517,532	37,276,127	0	37,276,127	229,793,658
Sinaloa	119,783,060	34,049,832	0	34,049,832	153,832,891
Sonora	100,436,361	36,660,987	0	36,660,987	137,097,348
Tabasco	183,212,313	30,996,330	15,150,349	46,146,679	229,358,992
Tamaulipas	198,036,867	42,218,682	0	42,218,682	240,255,549
Tlaxcala	125,570,842	15,498,471	0	15,498,471	141,069,313
Veracruz	334,753,866	94,382,684	0	94,382,684	429,136,551
Yucatán	236,942,381	28,035,886	26,272,927	54,308,814	291,251,194
Zacatecas	263,920,629	18,987,128	0	18,987,128	282,907,757
Totales	7,113,170,350	1,490,511,819	638,790,779	2,129,302,598	9,242,472,948

Cuadro 32.

Diferencias del Fondo de Fomento Municipal por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

Entidades	(Pesos)		Diferencias	
	Pago Provisional (a)	Pago Preliminar (b)	Absolutas	Rel %
Aguascalientes	194,618,644	193,871,324	-747,320	-0.4
Baja California	174,739,116	161,412,300	-13,326,816	-7.6
Baja California Sur	65,977,426	63,297,680	-2,679,746	-4.1
Campeche	110,321,224	104,084,442	-6,236,782	-5.7
Coahuila	191,610,766	176,692,409	-14,918,357	-7.8
Colima	103,970,001	101,505,353	-2,464,648	-2.4
Chiapas	288,171,857	243,900,464	-44,271,393	-15.4
Chihuahua	280,488,809	252,863,696	-27,625,113	-9.8
Ciudad de México	1,247,289,470	1,158,910,244	-88,379,226	-7.1
Durango	230,249,092	215,620,830	-14,628,262	-6.4
Guanajuato	350,782,290	330,645,835	-20,136,455	-5.7
Guerrero	178,509,587	162,287,999	-16,221,588	-9.1
Hidalgo	390,977,971	380,421,143	-10,556,828	-2.7
Jalisco	572,168,148	520,206,983	-51,961,165	-9.1
México	914,359,797	826,980,174	-87,379,623	-9.6
Michoacán	436,347,847	419,160,388	-17,187,459	-3.9
Morelos	180,515,303	174,319,080	-6,196,223	-3.4
Nayarit	164,031,533	157,503,774	-6,527,759	-4.0
Nuevo León	247,553,705	231,078,420	-16,475,285	-6.7
Oaxaca	442,199,076	428,173,243	-14,025,833	-3.2
Puebla	480,790,865	458,586,070	-22,204,795	-4.6
Querétaro	213,910,782	207,144,919	-6,765,863	-3.2
Quintana Roo	144,767,226	139,102,923	-5,664,303	-3.9
San Luis Potosí	239,110,309	229,793,658	-9,316,651	-3.9
Sinaloa	186,376,372	153,832,891	-32,543,481	-17.5
Sonora	147,098,912	137,097,348	-10,001,564	-6.8
Tabasco	233,114,962	229,358,992	-3,755,970	-1.6
Tamaulipas	252,067,459	240,255,549	-11,811,910	-4.7
Tlaxcala	145,531,019	141,069,313	-4,461,706	-3.1
Veracruz	458,205,104	429,136,551	-29,068,553	-6.3
Yucatán	302,691,246	291,251,194	-11,440,052	-3.8
Zacatecas	288,746,007	282,907,757	-5,838,250	-2.0
Totales	9,857,291,925	9,242,472,948	-614,818,979	-6.2

(a) Suma de los meses de mayo a agosto de 2017.

(b) Cálculo con la recaudación de mayo a agosto de 2017.

Cuadro 33.

Participaciones en el impuesto especial sobre producción y servicios por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Tabacos		Bebidas	Total
	Labrados	Cerveza	Alcohólicas	
Aguascalientes	13,426,077	20,508,679	5,343,612	39,278,368
Baja California	45,958,999	125,027,363	19,006,291	189,992,653
Baja California Sur	7,793,141	30,517,247	8,281,632	46,592,021
Campeche	2,560,390	25,244,538	1,902,918	29,707,846
Coahuila	38,929,349	90,610,621	9,650,799	139,190,769
Colima	8,038,265	11,378,625	5,182,787	24,599,677
Chiapas	6,762,332	53,301,038	6,345,229	66,408,600
Chihuahua	47,210,731	122,818,956	12,112,889	182,142,577
Ciudad de México	150,422,315	478,245,128	268,264,197	896,931,640
Durango	14,366,122	40,700,285	6,467,676	61,534,083
Guanajuato	53,929,471	87,785,949	22,463,750	164,179,170
Guerrero	11,616,843	43,869,390	13,718,709	69,204,942
Hidalgo	13,883,906	22,083,062	32,672,590	68,639,559
Jalisco	109,408,871	95,927,745	95,983,379	301,319,995
México	222,986,372	106,958,323	89,219,438	419,164,133
Michoacán	41,510,595	52,300,519	39,967,992	133,779,106
Morelos	13,281,053	24,958,427	6,114,604	44,354,085
Nayarit	8,039,358	17,843,867	2,923,132	28,806,358
Nuevo León	100,055,202	252,516,301	44,252,865	396,824,369
Oaxaca	10,319,463	59,034,314	3,757,238	73,111,016
Puebla	45,247,359	64,999,283	30,031,297	140,277,939
Querétaro	39,159,268	28,058,293	15,215,375	82,432,937
Quintana Roo	7,961,641	81,243,200	28,576,280	117,781,121
San Luis Potosí	23,944,975	37,443,559	7,152,226	68,540,760
Sinaloa	18,290,221	107,326,315	7,193,148	132,809,683
Sonora	45,321,273	111,263,631	7,153,118	163,738,023
Tabasco	20,538,661	44,443,415	8,229,095	73,211,171
Tamaulipas	34,320,130	110,047,987	6,910,265	151,278,382
Tlaxcala	6,576,558	12,703,869	1,100,989	20,381,416
Veracruz	36,748,728	102,529,642	22,905,093	162,183,463
Yucatán	23,372,986	83,971,694	7,095,717	114,440,398
Zacatecas	9,735,100	20,933,035	2,324,714	32,992,848
Totales	1,231,715,758	2,566,594,304	837,519,045	4,635,829,107

Cuadro 34.

Diferencias de las participaciones en el impuesto especial sobre producción
y servicios por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Pago		Diferencias	
	Provisional (a)	Preliminar (b)	Absolutas	Rel %
Aguascalientes	37,882,826	39,278,368	1,395,542	3.7
Baja California	171,914,752	189,992,653	18,077,901	10.5
Baja California Sur	43,800,110	46,592,021	2,791,911	6.4
Campeche	29,351,552	29,707,846	356,294	1.2
Coahuila	128,728,233	139,190,769	10,462,536	8.1
Colima	23,640,386	24,599,677	959,291	4.1
Chiapas	64,711,724	66,408,600	1,696,876	2.6
Chihuahua	168,056,695	182,142,577	14,085,882	8.4
Ciudad de México	870,146,644	896,931,640	26,784,996	3.1
Durango	56,803,672	61,534,083	4,730,411	8.3
Guanajuato	159,782,191	164,179,170	4,396,979	2.8
Guerrero	70,044,127	69,204,942	-839,185	-1.2
Hidalgo	64,457,932	68,639,559	4,181,627	6.5
Jalisco	314,070,981	301,319,995	-12,750,986	-4.1
México	389,749,652	419,164,133	29,414,481	7.5
Michoacán	135,676,100	133,779,106	-1,896,994	-1.4
Morelos	45,611,745	44,354,085	-1,257,660	-2.8
Nayarit	29,691,962	28,806,358	-885,604	-3.0
Nuevo León	366,871,414	396,824,369	29,952,955	8.2
Oaxaca	74,100,595	73,111,016	-989,579	-1.3
Puebla	130,147,690	140,277,939	10,130,249	7.8
Querétaro	74,653,496	82,432,937	7,779,441	10.4
Quintana Roo	111,570,416	117,781,121	6,210,705	5.6
San Luis Potosí	68,118,739	68,540,760	422,021	0.6
Sinaloa	127,237,592	132,809,683	5,572,091	4.4
Sonora	149,387,056	163,738,023	14,350,967	9.6
Tabasco	71,589,763	73,211,171	1,621,408	2.3
Tamaulipas	141,403,308	151,278,382	9,875,074	7.0
Tlaxcala	18,585,979	20,381,416	1,795,437	9.7
Veracruz	154,569,596	162,183,463	7,613,867	4.9
Yucatán	107,718,616	114,440,398	6,721,782	6.2
Zacatecas	35,279,996	32,992,848	-2,287,148	-6.5
Totales	4,435,355,540	4,635,829,107	200,473,568	4.5

(a) Suma de los meses de mayo a agosto de 2017.

(b) Cálculo con la recaudación de mayo a agosto de 2017.

Cuadro 35.

Diferencias de participaciones por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo General de Participaciones	Fondo de Fomento Municipal	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	Total
Aguascalientes	-119,576,131	-747,320	1,395,542	-118,927,909
Baja California	-364,981,800	-13,326,816	18,077,901	-360,230,715
Baja California Sur	-70,683,808	-2,679,746	2,791,911	-70,571,643
Campeche	-69,181,214	-6,236,782	356,294	-75,061,702
Coahuila	-283,336,391	-14,918,357	10,462,536	-287,792,212
Colima	-66,006,675	-2,464,648	959,291	-67,512,032
Chiapas	-525,152,954	-44,271,393	1,696,876	-567,727,471
Chihuahua	-422,750,294	-27,625,113	14,085,882	-436,289,525
Ciudad de México	-1,238,076,581	-88,379,226	26,784,996	-1,299,670,811
Durango	-161,644,988	-14,628,262	4,730,411	-171,542,839
Guanajuato	-597,597,345	-20,136,455	4,396,979	-613,336,821
Guerrero	-349,872,798	-16,221,588	-839,185	-366,933,571
Hidalgo	-261,935,953	-10,556,828	4,181,627	-268,311,154
Jalisco	-855,748,779	-51,961,165	-12,750,986	-920,460,930
México	-1,752,291,339	-87,379,623	29,414,481	-1,810,256,481
Michoacán	-402,422,288	-17,187,459	-1,896,994	-421,506,741
Morelos	-186,998,497	-6,196,223	-1,257,660	-194,452,380
Nayarit	-120,561,584	-6,527,759	-885,604	-127,974,947
Nuevo León	-571,104,247	-16,475,285	29,952,955	-557,626,577
Oaxaca	-369,565,403	-14,025,833	-989,579	-384,580,815
Puebla	-574,187,075	-22,204,795	10,130,249	-586,261,621
Querétaro	-200,791,492	-6,765,863	7,779,441	-199,777,914
Quintana Roo	-163,480,655	-5,664,303	6,210,705	-162,934,253
San Luis Potosí	-247,518,855	-9,316,651	422,021	-256,413,485
Sinaloa	-293,406,813	-32,543,481	5,572,091	-320,378,203
Sonora	-301,568,533	-10,001,564	14,350,967	-297,219,130
Tabasco	-185,289,008	-3,755,970	1,621,408	-187,423,570
Tamaulipas	-349,034,970	-11,811,910	9,875,074	-350,971,806
Tlaxcala	-124,496,341	-4,461,706	1,795,437	-127,162,610
Veracruz	-709,315,548	-29,068,553	7,613,867	-730,770,234
Yucatán	-201,659,134	-11,440,052	6,721,782	-206,377,404
Zacatecas	-152,400,176	-5,838,250	-2,287,148	-160,525,574
Totales	-12,292,637,669	-614,818,979	200,473,568	-12,706,983,080

Cuadro 36.

Participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.

(Pesos)

Entidades/municipios	Coefficiente	Participación	Participación por entidad
Baja California			47,766,950
Ensenada, B.C.	0.079158	994,992	
Mexicali, B.C.	1.417562	17,818,418	
Tecate, B.C.	0.550306	6,917,218	
Tijuana, B.C.	1.753122	22,036,323	
Baja California Sur			129,862
La Paz, B.C.S.	0.010331	129,862	
Campeche			4,104,225
Cd. del Carmen, Camp.	0.326516	4,104,225	
Chiapas			1,547,427
Suchiate, Chis.	0.123107	1,547,427	
Chihuahua			45,333,923
Ascensión, Chih.	0.017973	225,922	
Cd. Juárez, Chih.	3.529727	44,367,828	
Ojinaga, Chih.	0.058885	740,174	
Coahuila			31,991,826
Cd. Acuña, Coah.	0.191934	2,412,560	
Piedras Negras, Coah.	2.353208	29,579,266	
Colima			35,810,629
Manzanillo, Col.	2.848950	35,810,629	
Guerrero			1,436,529
Acapulco, Gro.	0.114285	1,436,529	
Michoacán			55,568,946
Lázaro Cárdenas, Mich.	4.420843	55,568,946	
Nuevo León			21,424,406
Anáhuac, N.L.	1.704440	21,424,406	
Oaxaca			2,067,376
Salina Cruz, Oax.	0.164472	2,067,376	
Quintana Roo			7,026,776
Benito Juárez, Q.R.	0.167957	2,111,184	
O. P. Blanco, Q.R.	0.391065	4,915,592	
Sinaloa			3,329,045
Mazatlán, Sin.	0.264845	3,329,045	
Sonora			61,187,257
Agua Prieta, Son.	0.182656	2,295,939	
Guaymas, Son.	0.025740	323,551	
Naco, Son.	0.069790	877,246	
Nogales, Son.	4.483638	56,358,265	
P.E. Calles (Sonoyta), Son.	0.022336	280,755	
San Luis R.C., Son.	0.083653	1,051,502	
Tamaulipas			878,452,588
Altamira, Tamps.	9.404754	118,215,525	
Cd. Camargo, Tamps.	0.084525	1,062,455	
Cd. M. Alemán, Tamps.	0.248166	3,119,389	
Cd. Madero, Tamps.	1.380580	17,353,560	
Matamoros, Tamps.	5.034149	63,278,060	
Nuevo Laredo, Tamps.	49.422765	621,232,459	
Reynosa, Tamps.	2.728735	34,299,547	
Río Bravo, Tamps.	0.085352	1,072,859	
Tampico, Tamps.	1.497143	18,818,734	
Veracruz			53,067,509
Coatzacoalcos, Ver.	0.227587	2,860,710	
Tuxpan, Ver.	0.923972	11,614,106	
Veracruz, Ver.	3.070280	38,592,692	
Yucatán			6,731,046
Progreso, Yuc.	0.535495	6,731,046	
Total	100.000000	1,256,976,321	1,256,976,321
Recaudación federal participable (RFP)		924,247,294,803	
0.136% de la RFP		1,256,976,321	

Cuadro 37.

Diferencias de participaciones por el 0.136% de la Recaudación Federal Participable por el segundo ajuste cuatrimestral de 2017.
(Pesos)

Entidades/municipios	Provisional	Preliminar	Diferencias	
			Absolutas	Rel %
Baja California				
Ensenada, B.C.	1,081,104	994,992	-86,112	-8.0
Mexicali, B.C.	18,391,693	17,818,418	-573,275	-3.1
Tecate, B.C.	7,434,015	6,917,218	-516,797	-7.0
Tijuana, B.C.	23,367,168	22,036,323	-1,330,845	-5.7
Baja California Sur				
La Paz, B.C.S.	138,350	129,862	-8,488	-6.1
Campeche				
Cd. del Carmen, Camp.	4,555,129	4,104,225	-450,904	-9.9
Chiapas				
Suchiate, Chis.	1,672,139	1,547,427	-124,712	-7.5
Chihuahua				
Ascensión, Chih.	261,379	225,922	-35,457	-13.6
Cd. Juárez, Chih.	48,084,756	44,367,828	-3,716,928	-7.7
Ojinaga, Chih.	808,057	740,174	-67,884	-8.4
Coahuila				
Cd. Acuña, Coah.	2,663,860	2,412,560	-251,300	-9.4
Piedras Negras, Coah.	32,095,053	29,579,266	-2,515,787	-7.8
Colima				
Manzanillo, Col.	37,700,224	35,810,629	-1,889,594	-5.0
Guerrero				
Acapulco, Gro.	1,510,029	1,436,529	-73,500	-4.9
Michoacán				
Lázaro Cárdenas, Mich.	55,115,858	55,568,946	453,089	0.8
Nuevo León				
Anáhuac, N.L.	21,047,369	21,424,406	377,037	1.8
Oaxaca				
Salina Cruz, Oax.	1,960,252	2,067,376	107,123	5.5
Quintana Roo				
Benito Juárez, Q.R.	2,254,518	2,111,184	-143,335	-6.4
O. P. Blanco, Q.R.	5,259,589	4,915,592	-343,996	-6.5
Sinaloa				
Mazatlán, Sin.	3,486,502	3,329,045	-157,458	-4.5
Sonora				
Agua Prieta, Son.	2,380,779	2,295,939	-84,840	-3.6
Guaymas, Son.	332,764	323,551	-9,213	-2.8
Naco, Son.	972,314	877,246	-95,068	-9.8
Nogales, Son.	59,213,644	56,358,265	-2,855,379	-4.8
P.E. Calles (Sonoyta), Son.	314,009	280,755	-33,254	-10.6
San Luis R.C., Son.	1,089,670	1,051,502	-38,168	-3.5
Tamaulipas				
Altamira, Tamps.	126,049,210	118,215,525	-7,833,685	-6.2
Cd. Camargo, Tamps.	1,188,202	1,062,455	-125,747	-10.6
Cd. M. Alemán, Tamps.	3,876,567	3,119,389	-757,178	-19.5
Cd. Madero, Tamps.	18,479,475	17,353,560	-1,125,916	-6.1
Matamoros, Tamps.	67,470,240	63,278,060	-4,192,180	-6.2
Nuevo Laredo, Tamps.	667,286,880	621,232,459	-46,054,420	-6.9
Reynosa, Tamps.	36,695,567	34,299,547	-2,396,020	-6.5
Río Bravo, Tamps.	1,187,179	1,072,859	-114,320	-9.6
Tampico, Tamps.	20,100,998	18,818,734	-1,282,264	-6.4
Veracruz				
Coatzacoalcos, Ver.	3,093,701	2,860,710	-232,990	-7.5
Tuxpan, Ver.	12,486,425	11,614,106	-872,320	-7.0
Veracruz, Ver.	42,377,326	38,592,692	-3,784,634	-8.9
Yucatán				
Progreso, Yuc.	7,109,708	6,731,046	-378,662	-5.3
Total	1,340,591,701	1,256,976,321	-83,615,380	-6.2

Tercero.- En cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 26 de la Ley del Servicio de Administración Tributaria, en relación con el artículo 4o. de la Ley de Coordinación Fiscal, en los cuadros que a continuación se relacionan se da a conocer la integración y distribución del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.

- Cuadro 38. Integración del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.
- Cuadro 39. Cálculo de los coeficientes de participación de la primera parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.
- Cuadro 40. Cálculo de los coeficientes de participación de la segunda parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.
- Cuadro 41. Cálculo de los coeficientes de participación de la tercera parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.
- Cuadro 42. Cálculo de los coeficientes de participación de la cuarta parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.
- Cuadro 43. Distribución e integración del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.
- Cuadro 44. Diferencias del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.

Cuadro 38.

Integración del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.

(Pesos)

Conceptos	Cantidad
Recaudación federal participable	
1) Recaudación federal participable por julio-septiembre de 2017	691,734,644,465
1.1) Recaudación federal participable de julio de 2017	250,477,550,498
1.2) Recaudación federal participable de agosto de 2017	222,267,102,783
1.3) Recaudación federal participable de septiembre de 2017	218,989,991,184
2) Recaudación federal participable por julio-septiembre de 2013	533,487,776,250
2.1) Recaudación federal participable de julio de 2013	177,829,258,750
2.2) Recaudación federal participable de agosto de 2013	177,829,258,750
2.3) Recaudación federal participable de septiembre de 2013	177,829,258,750
3) Crecimiento de la recaudación federal participable del tercer trimestre de 2017 (1-2)	158,246,868,215
4) Fondo de Fiscalización 2013	6,668,597,203
5) Fondo de Fiscalización y Recaudación de 2017	8,646,683,056
6) Fondo de Fiscalización y Recaudación crecimiento 2017 (5-4)	1,978,085,853
6.1) Primera parte 30% del crecimiento de 2017 (3 x 30%)	593,425,756
6.2) Segunda parte 10% del crecimiento de 2017 (3 x 10%)	197,808,585
6.3) Tercera parte 30% del crecimiento de 2017 (3 x 30%)	593,425,756
6.4) Cuarta parte 30% del crecimiento de 2017 (3 x 30%)	593,425,756
7) Total Fondo de Fiscalización y Recaudación de 2017 (4+6)	8,646,683,056

Cuadro 39.

Cálculo de los coeficientes de participación de la primera parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.

Entidades	Cifras			Población e/ 2017 (4)	Resultado CV	
	PIB	Virtuales 2016 (CV)	CV como %		como % PIB	Coeficientes de participación 1/ (6=(5/Σ5)100)
	2015 (1)	(Pesos) (2)	del PIB (3=2/1)		por población (5=3*4)	
Aguascalientes	220,288,506	14,069,638	0.0063869	1,319,359	8,427	1.112886%
Baja California	517,575,731	93,422,050	0.0180499	3,578,442	64,591	8.530337%
Baja California Sur	133,676,848	17,957,415	0.0134335	806,985	10,841	1.431693%
Campeche	445,732,823	545,597	0.0001224	933,359	114	0.015088%
Coahuila	610,402,334	27,045,683	0.0044308	3,025,476	13,405	1.770403%
Colima	104,289,969	1,458,109	0.0013981	746,272	1,043	0.137797%
Chiapas	289,544,788	19,867,602	0.0068617	5,374,194	36,876	4.870121%
Chihuahua	518,813,787	39,821,149	0.0076754	3,777,585	28,995	3.829246%
Ciudad de México	2,865,013,790	10,990,881	0.0003836	8,814,081	3,381	0.446560%
Durango	213,044,659	34,787,085	0.0163285	1,797,144	29,345	3.875493%
Guanajuato	764,636,439	164,827,872	0.0215564	5,903,342	127,255	16.806231%
Guerrero	261,109,056	4,262,282	0.0016324	3,604,893	5,885	0.777158%
Hidalgo	301,263,540	6,802,750	0.0022581	2,942,999	6,646	0.877657%
Jalisco	1,170,616,084	38,427,659	0.0032827	8,099,961	26,590	3.511633%
México	1,620,804,574	45,684,554	0.0028186	17,333,034	48,855	6.452233%
Michoacán	411,847,693	11,422,720	0.0027735	4,654,480	12,909	1.704907%
Morelos	203,043,541	17,706,896	0.0087207	1,962,702	17,116	2.260499%
Nayarit	119,496,505	8,754,794	0.0073264	1,265,700	9,273	1.224668%
Nuevo León	1,290,857,250	9,570,626	0.0007414	5,220,546	3,871	0.511181%
Oaxaca	274,523,708	19,462,442	0.0070895	4,058,571	28,773	3.800033%
Puebla	555,257,602	2,118,960	0.0003816	6,306,522	2,407	0.317845%
Querétaro	402,829,462	51,404,733	0.0127609	2,059,567	26,282	3.470999%
Quintana Roo	284,439,517	46,539,570	0.0163619	1,659,059	27,145	3.585015%
San Luis Potosí	346,698,505	22,034,121	0.0063554	2,798,891	17,788	2.349235%
Sinaloa	378,374,367	9,176,108	0.0024251	3,031,891	7,353	0.971062%
Sonora	510,340,575	214,657,747	0.0420617	3,006,935	126,477	16.703491%
Tabasco	397,950,009	34,070,740	0.0085616	2,428,422	20,791	2.745832%
Tamaulipas	525,284,907	2,874,526	0.0005472	3,617,768	1,980	0.261462%
Tlaxcala	98,248,883	7,297,587	0.0074277	1,310,954	9,737	1.285985%
Veracruz	855,794,783	2,985,715	0.0003489	8,156,841	2,846	0.375835%
Yucatán	269,996,970	33,259,017	0.0123183	2,169,504	26,725	3.529455%
Zacatecas	182,675,681	3,961,637	0.0021687	1,598,947	3,468	0.457957%
Totales	17,144,472,886	1,017,268,265	0.2449895	123,364,426	757,187	100.000000%

Fuente: PIB INEGI, 17 de julio de 2017.

PIB. A miles de pesos corrientes.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 40.

Cálculo de los coeficientes de participación de la segunda parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.

Entidades	Valor de la mercancía		Población e/ 2017	Resultado VM	
	Embargada o	VM/ΣVM		por	Coeficientes de
	Asegurada 2016 (VM)			población	participación 1/
	(Pesos)				
	(1)	(2=1/Σ1)	(3)	(4=2*3)	(5=(4/Σ4)100)
Aguascalientes		0.000000	1,319,359	0	0.000000%
Baja California	4,721,610	0.009394	3,578,442	33,615	0.682840%
Baja California Sur	4,848,630	0.009646	806,985	7,785	0.158132%
Campeche	0	0.000000	933,359	0	0.000000%
Coahuila	6,411,748	0.012756	3,025,476	38,594	0.783981%
Colima	0	0.000000	746,272	0	0.000000%
Chiapas	598,598	0.001191	5,374,194	6,400	0.130012%
Chihuahua	4,825,292	0.009600	3,777,585	36,265	0.736670%
Ciudad de México	81,738,702	0.162621	8,814,081	1,433,359	29.116550%
Durango	0	0.000000	1,797,144	0	0.000000%
Guanajuato	36,342,791	0.072305	5,903,342	426,841	8.670644%
Guerrero	0	0.000000	3,604,893	0	0.000000%
Hidalgo	0	0.000000	2,942,999	0	0.000000%
Jalisco	1,910,451	0.003801	8,099,961	30,787	0.625394%
México	5,747,590	0.011435	17,333,034	198,203	4.026202%
Michoacán	2,249,154	0.004475	4,654,480	20,828	0.423083%
Morelos	0	0.000000	1,962,702	0	0.000000%
Nayarit	0	0.000000	1,265,700	0	0.000000%
Nuevo León	0	0.000000	5,220,546	0	0.000000%
Oaxaca	0	0.000000	4,058,571	0	0.000000%
Puebla	36,473,837	0.072566	6,306,522	457,637	9.296223%
Querétaro	0	0.000000	2,059,567	0	0.000000%
Quintana Roo	0	0.000000	1,659,059	0	0.000000%
San Luis Potosí	5,795,013	0.011529	2,798,891	32,269	0.655504%
Sinaloa	16,284,415	0.032398	3,031,891	98,228	1.995358%
Sonora	21,360,508	0.042497	3,006,935	127,787	2.595797%
Tabasco	0	0.000000	2,428,422	0	0.000000%
Tamaulipas	272,553,971	0.542254	3,617,768	1,961,749	39.850004%
Tlaxcala	0	0.000000	1,310,954	0	0.000000%
Veracruz	769,309	0.001531	8,156,841	12,485	0.253605%
Yucatán	0	0.000000	2,169,504	0	0.000000%
Zacatecas	0	0.000000	1,598,947	0	0.000000%
Totales	502,631,620	1.000000	123,364,426	4,922,832	100.000000%

1/ Coeficientes preliminares.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

Cuadro 41.

Cálculo de los coeficientes de participación de la tercera parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.

Entidades	R		Variación 2016/2015 (3=2/1)	Población e/ 2017 (4)	Resultado	
	2015	2016			variación R por población (5=3*4)	Coeficientes de participación 1/ (6= (5/Σ5)100)
	(1)	(2)			(5=3*4)	(6= (5/Σ5)100)
Aguascalientes	2,287,526,018	2,366,364,471	1.034465	1,319,359	1,364,830	1.021914%
Baja California	8,623,063,317	9,636,155,383	1.117486	3,578,442	3,998,860	2.994139%
Baja California Sur	1,760,330,179	2,335,020,850	1.326468	806,985	1,070,439	0.801490%
Campeche	2,561,404,609	2,143,687,118	0.836919	933,359	781,145	0.584881%
Coahuila	6,351,798,289	7,860,881,893	1.237584	3,025,476	3,744,280	2.803522%
Colima	1,345,809,268	1,505,582,066	1.118719	746,272	834,868	0.625106%
Chiapas	3,195,383,236	3,026,512,298	0.947152	5,374,194	5,090,176	3.811260%
Chihuahua	11,693,887,979	10,838,624,716	0.926862	3,777,585	3,501,301	2.621593%
Ciudad de México	49,521,044,081	50,960,484,780	1.029067	8,814,081	9,070,282	6.791357%
Durango	2,070,798,412	2,262,278,696	1.092467	1,797,144	1,963,320	1.470032%
Guanajuato	8,081,430,962	9,064,680,141	1.121668	5,903,342	6,621,588	4.957902%
Guerrero	3,035,802,804	2,710,346,495	0.892794	3,604,893	3,218,427	2.409791%
Hidalgo	2,688,377,331	2,626,987,121	0.977165	2,942,999	2,875,794	2.153246%
Jalisco	13,051,275,233	14,460,743,264	1.107995	8,099,961	8,974,714	6.719800%
México	20,344,052,097	22,354,549,963	1.098825	17,333,034	19,045,968	14.260634%
Michoacán	3,742,849,250	4,610,975,515	1.231943	4,654,480	5,734,052	4.293361%
Morelos	1,988,966,551	2,294,245,961	1.153486	1,962,702	2,263,950	1.695128%
Nayarit	1,378,243,776	1,613,814,670	1.170921	1,265,700	1,482,035	1.109671%
Nuevo León	17,099,086,663	18,790,916,414	1.098943	5,220,546	5,737,081	4.295629%
Oaxaca	2,372,491,243	2,537,819,363	1.069685	4,058,571	4,341,394	3.250611%
Puebla	6,065,482,225	6,603,681,624	1.088732	6,306,522	6,866,109	5.140987%
Querétaro	5,222,679,297	6,062,994,560	1.160897	2,059,567	2,390,946	1.790216%
Quintana Roo	6,263,337,691	6,978,405,655	1.114167	1,659,059	1,848,469	1.384038%
San Luis Potosí	3,099,479,138	3,852,207,550	1.242856	2,798,891	3,478,620	2.604610%
Sinaloa	6,170,668,960	6,588,346,169	1.067688	3,031,891	3,237,112	2.423782%
Sonora	6,078,371,996	6,920,760,214	1.138588	3,006,935	3,423,660	2.563459%
Tabasco	2,212,837,913	2,089,308,186	0.944176	2,428,422	2,292,857	1.716773%
Tamaulipas	6,464,547,377	7,096,557,822	1.097766	3,617,768	3,971,461	2.973624%
Tlaxcala	891,920,112	902,914,832	1.012327	1,310,954	1,327,114	0.993674%
Veracruz	7,289,903,221	7,885,823,751	1.081746	8,156,841	8,823,630	6.606677%
Yucatán	2,658,162,732	2,997,738,584	1.127748	2,169,504	2,446,655	1.831928%
Zacatecas	1,898,252,642	2,059,912,538	1.085162	1,598,947	1,735,117	1.299166%
Totales	217,509,264,604	234,039,322,663	1.075997	123,364,426	133,556,258	100.000000%

R = Recaudación de impuestos y derechos locales de la entidad.

Fuente: R Cuentas Públicas de las entidades.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 42.

Cálculo de los coeficientes de participación de la cuarta parte del crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación para 2017.

Entidades	R	ILD	R/ILD	Población e/ 2017	Resultado	Coeficientes de participación 1/ (6= (5/Σ5)100)
	2016	de 2016	de 2016		variación IE por población	
	(1)	(2)	(3=1/2)	(4)	(5=3*4)	
Aguascalientes	2,366,364,471	10,169,451,940	0.232693	1,319,359	307,006	1.076317%
Baja California	9,636,155,383	29,538,041,833	0.326229	3,578,442	1,167,390	4.092692%
Baja California Sur	2,335,020,850	6,775,550,990	0.344624	806,985	278,107	0.975000%
Campeche	2,143,687,118	10,103,635,020	0.212170	933,359	198,031	0.694265%
Coahuila	7,860,881,893	24,654,653,352	0.318840	3,025,476	964,642	3.381887%
Colima	1,505,582,066	6,437,858,646	0.233864	746,272	174,526	0.611862%
Chiapas	3,026,512,298	29,989,303,401	0.100920	5,374,194	542,362	1.901439%
Chihuahua	10,838,624,716	31,184,681,716	0.347562	3,777,585	1,312,947	4.602991%
Ciudad de México	50,960,484,780	132,454,870,907	0.384738	8,814,081	3,391,116	11.888735%
Durango	2,262,278,696	11,365,296,392	0.199051	1,797,144	357,724	1.254126%
Guanajuato	9,064,680,141	39,070,621,727	0.232008	5,903,342	1,369,620	4.801679%
Guerrero	2,710,346,495	18,763,579,005	0.144447	3,604,893	520,717	1.825553%
Hidalgo	2,626,987,121	16,395,997,349	0.160221	2,942,999	471,531	1.653116%
Jalisco	14,460,743,264	61,004,795,951	0.237043	8,099,961	1,920,037	6.731356%
México	22,354,549,963	110,908,352,136	0.201559	17,333,034	3,493,625	12.248115%
Michoacán	4,610,975,515	26,650,080,665	0.173019	4,654,480	805,314	2.823309%
Morelos	2,294,245,961	11,430,138,177	0.200719	1,962,702	393,952	1.381134%
Nayarit	1,613,814,670	8,562,649,292	0.188471	1,265,700	238,548	0.836314%
Nuevo León	18,790,916,414	52,483,644,716	0.358034	5,220,546	1,869,132	6.552890%
Oaxaca	2,537,819,363	20,334,247,522	0.124805	4,058,571	506,531	1.775819%
Puebla	6,603,681,624	36,077,257,336	0.183043	6,306,522	1,154,363	4.047022%
Querétaro	6,062,994,560	18,523,009,154	0.327322	2,059,567	674,142	2.363440%
Quintana Roo	6,978,405,655	15,973,869,425	0.436864	1,659,059	724,783	2.540978%
San Luis Potosí	3,852,207,550	17,878,311,174	0.215468	2,798,891	603,072	2.114278%
Sinaloa	6,588,346,169	22,945,354,281	0.287132	3,031,891	870,553	3.052026%
Sonora	6,920,760,214	25,584,923,949	0.270501	3,006,935	813,380	2.851587%
Tabasco	2,089,308,186	24,425,533,987	0.085538	2,428,422	207,722	0.728242%
Tamaulipas	7,096,557,822	28,950,497,267	0.245127	3,617,768	886,814	3.109034%
Tlaxcala	902,914,832	7,855,547,713	0.114940	1,310,954	150,681	0.528264%
Veracruz	7,885,823,751	45,005,225,569	0.175220	8,156,841	1,429,243	5.010708%
Yucatán	2,997,738,584	14,650,765,368	0.204613	2,169,504	443,909	1.556277%
Zacatecas	2,059,912,538	11,669,155,278	0.176526	1,598,947	282,256	0.989547%
Totales	234,039,322,663	927,816,901,237	0.252247	123,364,426	28,523,776	100.000000%

R = Recaudación de impuestos y derechos locales de la entidad.

Fuente: R Cuentas Públicas de las entidades.

ILD = Recaudación de impuestos y derechos que se recauden en la entidad, más el Ramo 28.

e/ Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo del segundo trimestre de 2017, publicada el 14 de agosto de 2017 en la página de Internet del INEGI (www.inegi.org.mx).

1/ Coeficientes preliminares.

Cuadro 43.

Distribución e integración del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Fondo de Fiscalización 2013	Crecimiento del Fondo de Fiscalización y Recaudación de 2017					
		Primera Parte	Segunda Parte	Tercera Parte	Cuarta Parte	Subtotal	Total
		C1	C2	C3	C4		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = Σ (2) a (5)
Aguascalientes	57,578,548	6,604,154	0	6,064,301	6,387,140	19,055,595	76,634,143
Baja California	163,998,411	50,621,218	1,350,717	17,767,992	24,287,089	94,027,016	258,025,427
Baja California Sur	33,532,473	8,496,033	312,799	4,756,245	5,785,901	19,350,978	52,883,451
Campeche	45,171,169	89,538	0	3,470,836	4,119,949	7,680,323	52,851,492
Coahuila	125,222,674	10,506,029	1,550,781	16,636,825	20,068,988	48,762,622	173,985,296
Colima	34,574,885	817,726	0	3,709,541	3,630,944	8,158,211	42,733,096
Chiapas	224,211,125	28,900,554	257,175	22,616,999	11,283,629	63,058,356	287,269,481
Chihuahua	165,499,708	22,723,731	1,457,196	15,557,208	27,315,332	67,053,468	232,553,176
Ciudad de México	624,436,419	2,650,000	57,595,036	40,301,661	70,550,815	171,097,513	795,533,932
Durango	75,003,213	22,998,176	0	8,723,551	7,442,307	39,164,034	114,167,247
Guanajuato	303,101,720	99,732,505	17,151,279	29,421,466	28,494,398	174,799,648	477,901,368
Guerrero	119,768,707	4,611,856	0	14,300,321	10,833,303	29,745,480	149,514,187
Hidalgo	100,008,795	5,208,242	0	12,777,915	9,810,013	27,796,170	127,804,965
Jalisco	373,708,255	20,838,934	1,237,084	39,877,025	39,945,600	101,898,642	475,606,897
México	785,004,159	38,289,214	7,964,172	84,626,272	72,683,469	203,563,128	988,567,287
Michoacán	155,599,519	10,117,360	836,894	25,477,910	16,754,244	53,186,408	208,785,927
Morelos	71,798,794	13,414,384	0	10,059,329	8,196,005	31,669,719	103,468,513
Nayarit	50,699,792	7,267,493	0	6,585,072	4,962,902	18,815,467	69,515,259
Nuevo León	225,894,333	3,033,480	0	25,491,367	38,886,538	67,411,385	293,305,718
Oaxaca	149,607,449	22,550,374	0	19,289,963	10,538,168	52,378,505	201,985,954
Puebla	245,014,629	1,886,172	18,388,726	30,507,938	24,016,068	74,798,905	319,813,534
Querétaro	97,474,308	20,597,804	0	10,623,605	14,025,261	45,246,670	142,720,977
Quintana Roo	65,431,574	21,274,403	0	8,213,237	15,078,818	44,566,458	109,998,032
San Luis Potosí	160,536,510	13,940,966	1,296,644	15,456,427	12,546,672	43,240,709	203,777,218
Sinaloa	265,953,813	5,762,534	3,946,990	14,383,345	18,111,508	42,204,377	308,158,190
Sonora	753,069,685	99,122,816	5,134,710	15,212,224	16,922,055	136,391,805	889,461,490
Tabasco	437,583,081	16,294,473	0	10,187,772	4,321,574	30,803,819	468,386,900
Tamaulipas	137,260,829	1,551,584	78,826,729	17,646,252	18,449,806	116,474,372	253,735,201
Tlaxcala	52,463,056	7,631,365	0	5,896,719	3,134,853	16,662,937	69,125,993
Veracruz	305,002,063	2,230,303	501,652	39,205,721	29,734,833	71,672,509	376,674,572
Yucatán	206,150,604	20,944,698	0	10,871,133	9,235,348	41,051,179	247,201,783
Zacatecas	58,236,904	2,717,635	0	7,709,585	5,872,227	16,299,446	74,536,351
Totales	6,668,597,203	593,425,756	197,808,585	593,425,756	593,425,756	1,978,085,853	8,646,683,056

Cuadro 44.

Diferencias del Fondo de Fiscalización y Recaudación por el tercer trimestre de 2017.

(Pesos)

Entidades	Anticipo del tercer trimestre	FOFIR del tercer trimestre	Diferencias	
			Absoluta	Rel%
Aguascalientes	57,578,548	76,634,143	19,055,595	33.1%
Baja California	163,998,411	258,025,427	94,027,016	57.3%
Baja California Sur	33,532,473	52,883,451	19,350,978	57.7%
Campeche	45,171,169	52,851,492	7,680,323	17.0%
Coahuila	125,222,674	173,985,296	48,762,622	38.9%
Colima	34,574,885	42,733,096	8,158,211	23.6%
Chiapas	224,211,125	287,269,481	63,058,356	28.1%
Chihuahua	165,499,708	232,553,176	67,053,468	40.5%
Ciudad de México	624,436,419	795,533,932	171,097,513	27.4%
Durango	75,003,213	114,167,247	39,164,034	52.2%
Guanajuato	303,101,720	477,901,368	174,799,648	57.7%
Guerrero	119,768,707	149,514,187	29,745,480	24.8%
Hidalgo	100,008,795	127,804,965	27,796,170	27.8%
Jalisco	373,708,255	475,606,897	101,898,642	27.3%
México	785,004,159	988,567,287	203,563,128	25.9%
Michoacán	155,599,519	208,785,927	53,186,408	34.2%
Morelos	71,798,794	103,468,513	31,669,719	44.1%
Nayarit	50,699,792	69,515,259	18,815,467	37.1%
Nuevo León	225,894,333	293,305,718	67,411,385	29.8%
Oaxaca	149,607,449	201,985,954	52,378,505	35.0%
Puebla	245,014,629	319,813,534	74,798,905	30.5%
Querétaro	97,474,308	142,720,977	45,246,670	46.4%
Quintana Roo	65,431,574	109,998,032	44,566,458	68.1%
San Luis Potosí	160,536,510	203,777,218	43,240,709	26.9%
Sinaloa	265,953,813	308,158,190	42,204,377	15.9%
Sonora	753,069,685	889,461,490	136,391,805	18.1%
Tabasco	437,583,081	468,386,900	30,803,819	7.0%
Tamaulipas	137,260,829	253,735,201	116,474,372	84.9%
Tlaxcala	52,463,056	69,125,993	16,662,937	31.8%
Veracruz	305,002,063	376,674,572	71,672,509	23.5%
Yucatán	206,150,604	247,201,783	41,051,179	19.9%
Zacatecas	58,236,904	74,536,351	16,299,446	28.0%
Totales	6,668,597,203	8,646,683,056	1,978,085,853	29.7%

Cuarto.- Las participaciones de los fondos y otros conceptos participables, señalados en los numerales primero, segundo y tercero de este Acuerdo, así como los montos que finalmente reciba cada entidad federativa, pueden verse modificados por la variación de los ingresos efectivamente captados, por el cambio de los coeficientes y, en su caso, por las diferencias derivadas de los ajustes a los pagos provisionales y de los ajustes correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Atentamente.

Ciudad de México, a 21 de noviembre de 2017.- El Subsecretario de Ingresos, **Miguel Messmacher Linartas**.- Rúbrica.

ACUERDO por el que se destina al Gobierno del Estado de Jalisco, el inmueble federal con superficie de 4,404 m², ubicado en Calle Ignacio Zaragoza Según número 224, Colonia El Santuario, Distrito Urbano 01 Centro, Municipio de Guadalajara, Estado de Jalisco.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.- Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales.- Dirección General de Administración del Patrimonio Inmobiliario Federal.- Dirección de Incorporación y Desincorporación de Inmuebles.

ACUERDO por el que se destina al Gobierno del Estado de Jalisco, el inmueble federal con superficie de 4,404 m², ubicado en Calle Ignacio Zaragoza Según número 224, Colonia El Santuario, Distrito Urbano 01 Centro, Municipio de Guadalajara, Estado de Jalisco.

SORAYA PÉREZ MUNGUÍA, Presidente del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, Órgano Desconcentrado de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 6, fracción VI; 9, 11, fracción I; 28, fracción I; 29, fracción V; 61, 62, 66, 68 y 70 de la Ley General de Bienes Nacionales; 31, fracciones XXIX y XXX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 2o Apartado D fracción VI y 98-C del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; 1, 2 fracción X, 3 fracción X, 6 fracción XXXIII, 11 fracciones I y V del Reglamento del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales adicionado mediante el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y del Reglamento del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 12 de enero de 2017; y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que dentro de los bienes de dominio público de la Federación, se encuentra un inmueble con superficie de 4,404 m², ubicado en Calle Ignacio Zaragoza Según número 224, Colonia El Santuario, Distrito Urbano 01 Centro, Municipio de Guadalajara, Estado de Jalisco, identificado en el Inventario del Sistema de Información Inmobiliaria Federal y Paraestatal con el Registro Federal Inmobiliario 14-7897-2;

SEGUNDO.- Que la propiedad del inmueble se acredita mediante Declaratoria Emitida en el Estado de Jalisco del 22 de abril de 1922, por el Tribunal del Cuarto Circuito quien Sentencia de fecha 28 de noviembre de 1921 en la que entre otras cosas, se declaró que de pleno derecho pasó al dominio de la Nación la finca denominada "Ex Seminario Conciliar número 226, de la Calle 20 del Sector Hidalgo en la Ciudad de Guadalajara, Estado de Jalisco, la cual fue declarada firme por la Suprema Corte de Justicia de la Nación, mediante Resolución del 24 de octubre de 1928, inscrita en el Registro Público de la Propiedad Federal bajo el Folio Real número 7163 del 28 de octubre de 1981;

TERCERO.- Que las medidas y colindancias se consignan en el Plano Topográfico número 1 de febrero de 2017, elaborado a escala 1:200, aprobado, certificado y registrado por la Dirección de Registro Público y Control Inmobiliario, bajo el número DRPCI/14-7897-2/6069/2017/T el 3 de agosto de 2017, que obra en el expediente respectivo;

CUARTO.- Que mediante Acta Administrativa del 10 de septiembre de 2010, se hace constar la entrega física y jurídica del inmueble descrito en el considerando Primero, que realizó la Secretaría de la Defensa Nacional a favor de la Secretaría de la Función Pública por conducto de este Instituto, y este a su vez al Gobierno del Estado de Jalisco para establecer un Museo Público;

QUINTO.- Que mediante oficios números 383/2016 del 1 de marzo de 2016 y 673/2017 del 4 de mayo de 2017, el Gobierno del Estado de Jalisco, manifestó la necesidad de recibir en destino el inmueble descrito en el considerando Primero, a efecto de que lo continúe utilizando como Museo, Centro Cultural y Oficinas Administrativas de la Secretaría de Cultura del Gobierno del Estado de Jalisco;

SEXTO.- Que mediante oficio número 401.F(6)11.2015/572 del 15 de mayo de 2015, la Delegación del Centro INAH Jalisco, informó que el inmueble materia de este Acuerdo es considerado Monumento Histórico por determinación de la Ley, manifestando esa Autoridad que no tiene inconveniente en que se le dé el uso institucional, cultural y museo, asimismo reiteró que tal y como lo prevé el numeral 36 fracción I de la Ley Federal sobre Monumentos y Zonas Arqueológicas, Artísticas e Históricas, cualquier tipo de obra que se pretenda realizar deberá ser autorizada por ese Instituto;

SÉPTIMO.- Que mediante Dictamen de Uso de Suelo del 16 de octubre de 2014, la Secretaría de Obras Públicas Municipales del H. Ayuntamiento de Guadalajara, determinó procedente el uso de Equipamiento Central para Museo y Oficinas Administrativas de la Secretaría de Cultura del Gobierno del Estado de Jalisco;

OCTAVO.- Que mediante Constancia de Nomenclatura Oficial del 17 de marzo de 2017, la Dirección de Obras Públicas del Gobierno Municipal de Guadalajara, determinó que el Alineamiento y Número Oficial del inmueble materia de este Acuerdo, es Calle Ignacio Zaragoza Seguín número 224, Colonia El Santuario, Distrito Urbano 01 Centro, Municipio de Guadalajara, Estado de Jalisco;

NOVENO.- Que la documentación legal y técnica que sustenta la situación jurídica y administrativa del inmueble, así como de este Acuerdo, fue debidamente integrada y cotejada con la que obra en el Sistema de Información Inmobiliaria Federal y Paraestatal, y

Toda vez que se ha integrado el expediente, con base en las disposiciones que establece el artículo 62 de la Ley General de Bienes Nacionales, y siendo propósito del Ejecutivo Federal el óptimo aprovechamiento del patrimonio inmobiliario federal, privilegiando a las instituciones públicas de los distintos órdenes de Gobierno con inmuebles federales para la prestación de los servicios públicos a su cargo, he tenido a bien expedir el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO.- Se destina el inmueble descrito en el Primer Considerando de este Acuerdo al Gobierno del Estado de Jalisco, a efecto de que lo continúe utilizando como Museo, Centro Cultural y Oficinas Administrativas de la Secretaría de Cultura del Gobierno del Estado de Jalisco.

SEGUNDO.- Si el Gobierno del Estado de Jalisco diera al inmueble que se le destina, un uso distinto al establecido por este Acuerdo, sin la previa autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a través del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales; o bien, lo dejare de utilizar o necesitar, dicho bien con todas sus mejoras y accesiones se retirará de su servicio para ser administrado directamente por este Instituto.

TERCERO.- En caso que se tengan proyectadas obras de construcción, reconstrucción, modificación, adaptación, conservación, mantenimiento, reparación y demolición en el inmueble destinado, previo a su realización, el Gobierno del Estado de Jalisco deberá gestionar y obtener ante las autoridades locales y federales las autorizaciones correspondientes.

CUARTO.- El Gobierno del Estado de Jalisco, deberá nombrar en un plazo no mayor a 30 días posteriores a la publicación de este Acuerdo, a un funcionario, con nivel por lo menos de Director General o su equivalente, quien fungirá como Responsable Inmobiliario para este Instituto respecto del inmueble destinado, a fin de dar cumplimiento a las obligaciones previstas en el artículo 32 de la Ley General de Bienes Nacionales.

QUINTO.- El Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, en el ámbito de sus atribuciones, vigilará el estricto cumplimiento de este Acuerdo.

TRANSITORIO

ÚNICO.- Este Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a los 16 días del mes de noviembre de dos mil diecisiete.- La Presidente del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, **Soraya Pérez Munguía**.- Rúbrica.