

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“INSTALACIÓN DE MOTORES, TABLERO DE CONTROL Y
BANCO DE CONDENSADORES PARA ENVASADORA
AUTOMÁTICA DE GLP EN PLANTA KINGAS”**

EXAMEN DE GRADO (COMPLEXIVO)

Previa a la obtención del grado de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

DANIEL VLADIMIR ACOSTA GUZMÁN

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2015

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios por darme la oportunidad de culminar esta etapa tan importante de mi vida, a mi familia que con paciencia y comprensión a esperada este acontecimiento, a mi esposa que con amor a esperado verme terminar la carrera.

DEDICATORIA

A la memoria de mi madre Ma. Isabel que supo desde niño inculcarme buenos ejemplos, que día a día daba todo su esfuerzo para que sus hijos sean personas de bien. A mi esposa Carol y a mis hijos Jonathan y Edinson que en lo consiguiente disfruten de los frutos de este título.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ph. D. Douglas Plaza G.

PROFESOR DELEGADO

POR LA UNIDAD ACADÉMICA

Ing. Elio Sánchez G.

PROFESOR DELEGADO

POR LA UNIDAD ACADÉMICA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este Informe me corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

.....
Daniel Vladimir Acosta Guzmán

RESUMEN

El proyecto consiste en la instalación y puesta en marcha del sistema eléctrico de una nueva envasadora automática de GLP que fue adquirido por la empresa KINGAS y la implementación de un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia requerido por CNEL.

Se procedió a diseñar el circuito eléctrico para el envasado que consistía en cuatro motores para las cadenas sobre las cuales se transportan los cilindros, un motor para el carrusel de envasado, dos acometidas de 120 voltios para el sistema electro neumático, un compresor de tornillo y el tablero de control.

Por último una vez puesta en marcha la nueva línea de envasado automático se procede a tomar las mediciones para diseñar el banco de condensadores, el cual mejoraría el factor de potencia, evitando así la penalización económica que la comercializadora exige.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INTRODUCCIÓN.....	ix
CAPÍTULO 1.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ENVASADORA.....	1
CAPITULO 2	3
2 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL CIRCUITO ELÉCTRICO.....	3
2.1 Diseño y Dimensionamiento del Cableado y Dispositivo de Protección.....	3
2.2 Diseño del Tablero de Control.....	7
2.3 Diseño y dimensionamiento de tubería.....	10
2.4 Diseño e implementación del Banco de Condensadores.....	11
CAPÍTULO 3.....	14
3. RESULTADOS OBTENIDOS.....	14
3.1 Resultados de la Envasadora Automática.....	14
3.2 Resultados del Banco de Capacitores	15
3.3 Resultados Generales.....	15
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	15
BIBLIOGRAFÍA.....	18
ANEXOS	19

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Esquema de la envasadora automática.....	2
Figura 2.1	Tablero de Control (vista interna)	8
Figura 2.2	Tablero de Control (vista externa)	9
Figura 2.3	Envasadora Automática de GLP	11
Figura 2.4	Regulador de Factor de Potencia SIEMENS BR 6000	12
Figura 2.5	Diagrama de Conexiones del Banco	12
Figura 2.6	Banco de Condensadores (vista interna)	13

INTRODUCCIÓN

La demanda de GLP en nuestro país ha venido en aumento en estos últimos años, la envasadora KINGAS en respuesta a esta creciente demanda resolvió adquirir una nueva línea de envasado electro neumático la cual estaba contratada con el montaje, es decir se contaba con el ensamblaje del sistema por parte de la compañía proveedora pero solo en la parte mecánica mas no con la parte eléctrica, la empresa contratante debe proveer el sistema eléctrico partiendo desde el alimentador del tablero principal, cableado hasta el tablero de control, cableado de fuerza y control hacia los motores y alimentadores para el circuito electro neumático.

Luego de la puesta en marcha de la nueva envasadora era necesario implementar un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia reactiva que se genera al tener cargas reactivas como motores y soldadoras como es en el caso de KINGAS, cumpliendo así con la exigencia de la Empresa Eléctrica proveedora CNEL, evitando así la penalización económica.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ENVASADORA.

El sistema automático de envasado de GLP está compuesto por: un sistema mecánico de cadenas sobre las cuales se transportan los cilindros; un sistema neumático que acciona los émbolos de bloqueo, empuje y sujeción de los cilindros; y el sistema eléctrico que controla los motores de las cadenas, el compresor de tornillo y alimenta al sistema eléctrico neumático.

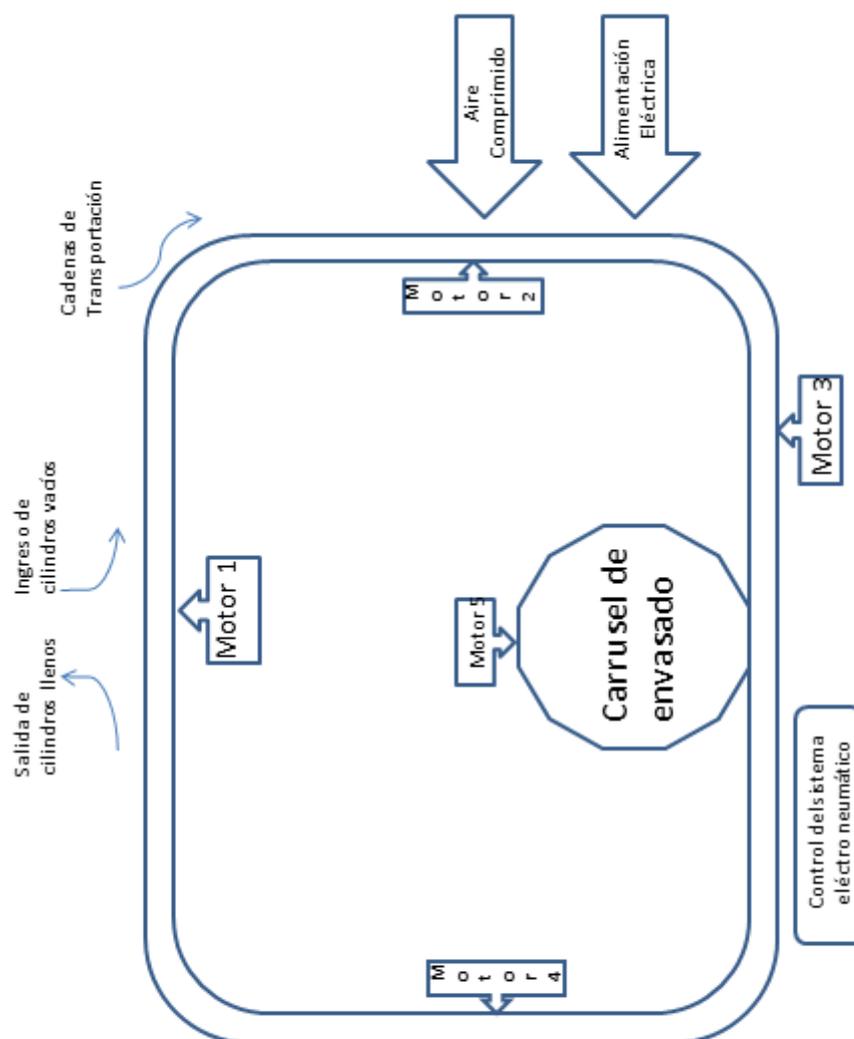


Figura 1.1 Esquema de la envasadora automática

CAPITULO 2

2. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL CIRCUITO ELÉCTRICO

2.1 Diseño y Dimensionamiento del Cableado y Dispositivo de protección.

Para el diseño del cableado y el dispositivo de protección hemos recurrido a las técnicas de diseño de circuitos eléctricos obtenidos en la materia de Instalaciones Industriales las cuales están basadas en el NEC (NATIONAL ELECTRICAL CODE) edición 2011.

Para calcular el conductor y el breaker de protección debemos listar las cargas que van a estar conectadas en el tablero de control, ver Tabla 2.1.

CANTIDA	DESCRIPCIÓN
5	Motor trifásico de 4 Kw. 220 v. 16 amp.
1	Motor trifásico de 1.5 Kw 220 V. 6,3 amp.
1	Compresor de Tornillo motor 20 H.P. 220 V. 50 amp.
2	Alimentadores para sistema electro neumático 120 v. 200
1	Toma corriente multipropósito 120 v. 20 amp.

Tabla 2.1: Cargas Eléctricas de Envasadora Automática

Debemos convertir todas las cargas en amperios para poder dimensionar el breaker, para eso nos falta el amperaje de los alimentadores:

$$I = P / V \quad (2.1)$$

$$I = 200 \text{ w}/120\text{V}$$

$$I = 1,66 \text{ Amp.}$$

Para obtener el tamaño del breaker debemos sumar todas las cargas teniendo en cuenta que la carga más grande se la debe multiplicar por 1.25, es decir el motor del compresor de 50 amperios lo consideramos con 62.5 amperios y luego sumamos todas las cargas.

$$I_{\text{tot}} = 5 (16) + 6,3 + 6,5 + 2 (1,66) + 20$$

$$I_{\text{tot}} = 172,13 \text{ Amp.}$$

Entonces el breaker debe ser de 175 Amperios.

Si observamos la tabla 310.15(B)(16) del NEC (anexo A) el conductor apropiado para dicho amperaje es el 1/0 pero debemos tomar en cuenta que la temperatura ambiente es de 35° C. para lo cual hacemos uso la tabla 310.15(B)(2)(b) (anexo B) que nos indica que debemos multiplicar la corriente total por un factor de 1,05 es decir que para dimensionar el conductor con 180,73 amperios, entonces debemos utilizar un conducto 2/0 AWG THHN.

Para dimensionar el conductor de los 5 motores de 4 Kw. Debemos considerar la temperatura de 35° y que por ir dentro de una tubería que tendrá 14 conductores, debemos considerar que el conductor solo tiene un 50 % de eficiencia según la tabla 310.15(B)(3)(a) (anexo C) entonces el conductor será # 12 AWG THHN.

Para dimensionar el conductor del motor de 1,5 Kw. Debemos considerar la temperatura de 35° y que por ir dentro de una tubería que tendrá 14 conductores, debemos considerar que el conductor solo tiene un 50 % de eficiencia según la tabla 310.15(B)(3)(a). entonces el conductor será # 16 AWG THHN.

Para dimensionar el conductor del motor de 20 H.P. Debemos considerar la temperatura de 35° y que por ir dentro de una tubería que tendrá 4 conductores, debemos considerar que el conductor solo tiene un 80 % de eficiencia según la tabla 310.15(B)(3)(a). entonces el conductor será # 6 AWG THHN.

Para dimensionar el conductor de los 2 alimentadores debemos considerar la temperatura de 35° y que por ir dentro de una tubería que tendrá 14 conductores, debemos considerar que el conductor solo tiene un 50 % de eficiencia según la tabla 310.15(B)(3)(a). entonces el conductor será # 16 AWG THHN.

Para dimensionar el conductor del toma corriente debemos considerar la temperatura de 35° y que por ir dentro de una tubería que tendrá 14 conductores, debemos considerar que el conductor solo tiene un 50 % de eficiencia según la tabla 310.15(B)(3)(a). entonces el conductor será # 12 AWG THHN.

Para dimensionar el cable de puesta a tierra del tablero hacemos uso de la tabla 250.66 del NEC (anexo F), entonces el conductor será # 4 AWG

DESCRIPCIÓN	CONDUCTOR
Conductor de alimentador al tablero de control	2/0 AWG
Conductor de motor de 4 Kw.	12 AWG
Conductor de motor de 1,5 Kw	16 AWG
Conductor de compresor de 20 H.P.	6 AWG
Conductor de alimentador de sistema electro	16 AWG
Conductor de toma corriente multipropósito.	12 AWG
Conductor de puesta a tierra del tablero	4 AWG

Tabla 2.2: Conductores seleccionados para cargas de envasadora.

2.2 Diseño del Tablero de Control.

Al igual que en el tablero principal en el tablero de control se instala también un breaker de 175 Amp. seguido de un distribuidor de carga hacia los breakers de cada circuito secundario de motores, alimentadores y toma corriente.

Para proteger a los motores de problemas de fase se instaló un supervisor de fase que controla las bobinas de los contactores para cada motor.

En base al amperaje de placa de cada motor le multiplicamos por 1.75 para obtener el breaker para cada arrancador habiendo obtenido los siguientes datos.

DESCRIPCIÓN	BREAKER
Breaker de motor de 4 Kw.	25 Amp
Breaker de motor de 1,5 Kw	10 Amp
Breaker de compresor de 20 H.P.	90 Amp
Breaker de alimentador de sistema electro neumático	4 Amp
Breaker de toma corriente multipropósito.	25 Amp

Tabla 2.3: Amperaje de Breakers para Tablero de Control



Figura 2.1: Tablero de Control (vista interna)

Luego de conectar todos los elementos se realizó una prueba en vacío para confirmar que el supervisor de fase no tenga conectado una fase invertida y bloquee la señal al circuito de control.



Figura 2.2: Tablero de Control (vista externa)

También se instaló en la tapa frontal del tablero un interruptor con retención para un apagado de emergencia, dado que el tablero se encuentra a una distancia de 40 metros de los motores que es lo requerido por el fabricante, no se necesitó un cerrado hermético en el tablero pero si en la caja de control de encendido y apagado de cada motor ya que este se encontraba al pie de cada uno de ellos.

2.3 Diseño y Dimensionamiento de la Tubería.

Como ya indicamos anteriormente el tablero se encuentra a 40 metros de la plataforma de envasado por requerimiento del fabricante así también se requiere que la tubería deba cumplir ciertas características por tratarse de ser un área de alto riesgo de incendio, se requiere que la tubería debe ser rígida y hermética por lo cual se debió trabajar con silicón para sellar las uniones. Los codos y las T debieron ser conductos y adicionalmente ser selladas con silicón.

Así también las cajas para los controles de cada motor son antiexplosivas es decir de un cuerpo de aluminio reforzado y la tapa con un sello hermético, de dichas cajas hacia los motores se instaló las Y de revisión y los acoples anti explosivos de revestimiento de malla metálica.

Para dimensionar el diámetro de la tubería se debe primero definir cuantos conductores y de que calibre para obtener el área total de los conductores para eso hacemos uso de la Tabla 4 (anexo D) de dimensiones de conductores aislados del NEC y luego lo reflejamos a la tabla C1 (anexo E) de Máximo número de conductores por tubería metálica rígida, de lo cual obtenemos que al dividir el cableado por dos ductos por uno de ellos llevaría 8 conductores # 12, 6 conductores #16 y el cableado de control para dos motores # 18, entonces dimensionamos esta tubería con un diámetro de 2 ". El segundo ducto alojaría 12 cables # 12, y el cableado de control para los tres motores restantes también dimensionamos esta tubería con un diámetro de 2 ".



Figura 2.3: Envasadora Automática de GLP

2.4 Diseño del Banco de Condensadores.

En base a los datos de la planilla de consumo eléctrico que son: demanda 102 Kw, factor de potencia 0.83 queremos elevar el factor hasta 0.95 para lo cual hacemos uso de la expresión:

$$Q_c = P (\tan \varnothing_1 - \tan \varnothing_2) \quad (2.2)$$

$$Q_c = 102 \text{ Kw} (\tan 33,9^\circ - \tan 18,2^\circ)$$

$$Q_c = 102 \text{ Kw} (0,672 - 0,329)$$

$$Q_c = 102 \text{ Kw} (0,343)$$

$$Q_c = 34,98\text{KVAR.}$$

Por lo cual utilizamos 7 condensadores de 5 KVAR trifásicos de los cuales 6 serían controlados por el regulador de factor de potencia SIEMENS BR6000 y el último condensador quedaría como paso fijo.



Figura 2.4: Regulador de factor de potencia SIEMENS BR 6000

Podemos observar el diagrama de conexiones que se encuentra en la parte trasera del regulador el cual se utilizó para realizar el cableado del banco de condensadores, ver Figura 1.5.



Figura 2.5: Diagrama de Conexiones del Banco

Luego de realizar la implementación y las conexiones pertinentes del banco se procedió a conectar el transformador de corriente y se procedió a programar el regulador para obtener las condiciones adecuadas de funcionamiento como son: tiempo de conexión, tiempo de desconexión, factor de potencia deseado, funcionamiento de alarma por sobre compensación o sub compensación, etc.

Por último se procedió a probar el banco de forma manual, es decir activando todos los pasos por medio del regulador para obtener datos como amperaje máximo, voltaje de operación y comprobar si no hay puntos calientes por conexiones flojas en los contactores o en los condensadores, dejando al banco de condensadores en óptimas condiciones de trabajo.



Figura 2.6: Banco de Condensadores (vista interna)

CAPÍTULO 3

RESULTADOS OBTENIDOS

3.1 Resultados de Envasadora Automática.

Luego de haber implementado el tablero principal se inició las pruebas y en uno de los motores de las cadenas se encontró que al girar en sentido inverso, la chumacera del motor de dicha cadena corre el riesgo de romperse dado que al querer empujar las cadenas en vez de halarlas se produce un torque en sentido contrario a la base de dicho rodamiento.

En cuanto al aspecto técnico que nos compete el principal resultado es en la prueba los elementos de protección como los breakers, relés térmicos y supervisor de voltaje, estos respondieron con un tiempo de falla muy reducido sin poner en riesgo de incendio o explosión a todo el sistema de envasado y ya en régimen, todos los sistemas eléctricos funcionaron a cabalidad.

3.2 Resultados del Banco de Condensadores.

En el Banco de Condensadores se logró mejorar el factor de potencia de 0,83 a 0,96 superando el mínimo valor requerido por CENEL de 0,92 para evitar la penalización económica.

En el aspecto técnico al mejorar el factor de potencia también se logra una reducción en el amperaje en las líneas del transformador, dado que la potencia aparente se reduce disponiendo así de mayor capacidad de alimentación eléctrica en caso de una ampliación de capacidad instalada, así también se podrá ampliar el banco de condensadores en dicho caso gracias a la versatilidad y facilidad de cambio la configuración del regulador.

3.3 Resultado Generales

De manera general, se puede resumir que con los dos sistemas eléctricos instalados en la envasadora KINGAS, esta comercializadora dispone de una capacidad de producción mucho mayor y de la eliminación de la penalización por bajo factor de potencia, la cual inclusive se incrementaría dado que esta era de 10.2 % de la planilla eléctrica y al instalar la nueva envasadora este valor crecería proporcionalmente con el consumo de energía eléctrica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Hemos mejorado el factor de potencia de 0,83 a 0,96 logrando así eliminar la penalización económica que era aproximadamente el 10,2 % del valor de la planilla del consumo de energía eléctrica.
2. Gracias a los dos nuevos montajes KINGAS ha logrado incrementar la producción de envasado de GLP reduciendo gastos por penalización logrando así ser más eficiente y competitiva.

Recomendaciones

1. Se recomienda siempre tener cuidado en la introducción del cableado por las tuberías, dado que siendo metálicas estas pueden lastimar el aislamiento del conductor y probablemente un corto circuito dentro de las tuberías.
2. Es probable que cuando se deba instalar tubería subterránea como en nuestro caso al estar expuesta a la humedad y calor del sol se pueda producir una condensación dentro del tubo por lo cual se deberá construir un ducto cajón de concreto con drenaje para evitar la inundación y posibles corto circuitos.
3. Es muy común encontrar en nuestro medio empresas que no tienen conciencia de la necesidad de la instalación de banco de condensadores para mejorar el factor de potencia o peor aún de que su sistema de condensadores no está funcionando adecuadamente esto se da fácilmente porque desde hace dos años la empresa eléctrica ya no desglosa los rubros de energía activa, reactiva, demanda y penalización por bajo factor de potencia, solo lo hace mencionando el factor de potencia y el porcentaje de penalización con lo cual para alguien que no sabe relacionar los valores aparentemente no hay energía reactiva consumida.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Código Eléctrico Nacional USA, NEC 2011.
- [2] Instalaciones Eléctricas – Siemens Tomo 1, Tomo 2.
- [3] Reglamentos Eléctricos Locales. NATSIM

ANEXOS

ANEXO A

Table 310.15(B)(16) (Formerly Table 310.16) Allowable Ampacities of Insulated Conductors Rated Up to and Including 2000 Volts, 60°C Through 90°C (140°F Through 194°F), Not More Than Three Current-Carrying Conductors in Raceway, Cable, or Earth (Directly Buried), Based on Ambient Temperature of 30°C (86°F)*

Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.104(A)]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Type TW, UF	Type RHW, THHN, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Type TBS, SA, SIS, FEP, FEPA, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Type TW, UF	Type RHW, THHN, THW, THWN, XHHW, USE	Type TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	15	—	—	—	—
14**	20	20	25	—	—	—	—
12**	25	25	30	15	20	25	12**
10**	35	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	245	290	170	205	230	250
300	240	280	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	390	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	410	475	285	340	385	600
700	375	440	500	310	375	425	700
750	400	475	535	330	395	450	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	415	510	585	335	405	460	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	535	635	705	435	520	585	1500
1750	575	680	765	465	565	625	1750
2000	615	725	805	495	600	670	2000

*Refer to 310.15(B)(2) for the ampacity correction factors when the ambient temperature is other than 30°C (86°F).
 **Refer to 310.4(2) for conductor overcurrent protection limitations.

ANEXO B

Table 310.15(B)(2)(b) Ambient Temperature Correction Factors Based on 40°C (104°F)

For ambient temperatures other than 40°C (104°F), multiply the allowable ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.

Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor						Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	150°C	200°C	250°C	
10 or less	1.58	1.36	1.26	1.13	1.09	1.07	50 or less
11–15	1.50	1.31	1.22	1.11	1.08	1.06	51–59
16–20	1.41	1.25	1.18	1.09	1.06	1.05	60–68
21–25	1.32	1.2	1.14	1.07	1.05	1.04	69–77
26–30	1.22	1.13	1.10	1.04	1.03	1.02	78–86
31–35	1.12	1.07	1.05	1.02	1.02	1.01	87–95
36–40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	96–104
41–45	0.87	0.89	0.95	0.98	0.98	0.99	105–113
46–50	0.71	0.85	0.89	0.95	0.97	0.98	114–122
51–55	0.50	0.76	0.84	0.93	0.95	0.96	123–131
56–60	—	0.65	0.77	0.90	0.94	0.95	132–140
61–65	—	0.59	0.71	0.88	0.92	0.94	141–149
66–70	—	0.38	0.63	0.85	0.90	0.93	150–158
71–75	—	—	0.55	0.83	0.88	0.91	159–167
76–80	—	—	0.45	0.80	0.87	0.90	168–176
81–85	—	—	—	0.74	0.83	0.87	177–184
86–90	—	—	—	0.67	0.79	0.85	185–193
91–95	—	—	—	0.60	0.75	0.82	194–202
96–100	—	—	—	0.52	0.71	0.79	203–211
101–105	—	—	—	0.43	0.66	0.76	212–220
106–110	—	—	—	0.30	0.61	0.72	221–229
111–115	—	—	—	—	0.50	0.65	230–238
116–120	—	—	—	—	0.35	0.58	239–247
121–125	—	—	—	—	—	0.49	248–256
126–130	—	—	—	—	—	0.35	257–265

ANEXO C

Table 310.15(B)(3)(a) Adjustment Factors for More Than Three Current-Carrying Conductors in a Raceway or Cable

Number of Conductors ¹	Percent of Values in Table 310.15(B)(16) through Table 310.15(B)(19) as Adjusted for Ambient Temperature if Necessary
4–6	80
7–9	70
10–20	50
21–30	45
31–40	40
41 and above	35

¹Number of conductors is the total number of conductors in the raceway or cable adjusted in accordance with 310.15(B)(5) and (6).

Informational Note No. 2: See 366.23(A) for adjustment factors for conductors in sheet metal auxiliary gutters and 376.22(B) for adjustment factors for conductors in metal wireways.

- (1) Where conductors are installed in cable trays, the provisions of 392.80 shall apply.
- (2) Adjustment factors shall not apply to conductors in raceways having a length not exceeding 600 mm (24 in.).
- (3) Adjustment factors shall not apply to underground conductors entering or leaving an outdoor trench if these conductors have physical protection in the form of rigid metal conduit, intermediate metal conduit, rigid polyvinyl chloride conduit (PVC), or reinforced thermosetting resin conduit (RTRC) having a length not exceeding 3.05 m (10 ft), and if the number of conductors does not exceed four.
- (4) Adjustment factors shall not apply to Type AC cable or to Type MC cable under the following conditions:
 - a. The cables do not have an overall outer jacket.
 - b. Each cable has not more than three current-carrying conductors.
 - c. The conductors are 12 AWG copper.
 - d. Not more than 20 current-carrying conductors are installed without maintaining spacing, are stacked, or are supported on baffle rings.
- (5) An adjustment factor of 60 percent shall be applied to Type AC cable or Type MC cable under the following conditions:
 - a. The cables do not have an overall outer jacket.
 - b. The number of current-carrying conductors exceeds 20.
 - c. The cables are stacked or bundled longer than 600 mm (24 in.) without spacing being maintained.
- (b) More Than One Conduit, Tube, or Raceway Spacing between conduits, tubing, or raceways shall be maintained.
- (c) Circular Raceways Exposed to Sunlight on Rooftops. Where conductors or cables are installed in circular

raceways exposed to direct sunlight on or above rooftops, the adjustments shown in Table 310.15(B)(3)(c) shall be added to the outdoor temperature to determine the applicable ambient temperature for application of the correction factors in Table 310.15(B)(2)(a) or Table 310.15(B)(2)(b).

Informational Note: One source for the average ambient temperatures in various locations is the ASHRAE Handbook — Fundamentals.

Table 310.15(B)(3)(c) Ambient Temperature Adjustment for Circular Raceways Exposed to Sunlight on or Above Rooftops

Distance Above Roof to Bottom of Conduit	Temperature Adder	
	°C	°F
0–13 mm (½ in.)	33	60
Above 13 mm (½ in.)–60 mm (3½ in.)	22	40
Above 60 mm (3½ in.)–300 mm (12 in.)	17	30
Above 300 mm (12 in.)–900 mm (36 in.)	14	25

Informational Note to Table 310.15(B)(3)(c): The temperature adders in Table 310.15(B)(3)(c) are based on the results of averaging the ambient temperatures.

(8) Bare or Covered Conductors. Where bare or covered conductors are installed with insulated conductors, the temperature rating of the bare or covered conductor shall be equal to the lowest temperature rating of the insulated conductors for the purpose of determining ampacity.

(5) Neutral Conductor.

- (a) A neutral conductor that carries only the unbalanced current from other conductors of the same circuit shall not be required to be counted when applying the provisions of 310.15(B)(3)(a).
 - (b) In a 3-wire circuit consisting of two phase conductors and the neutral conductor of a 4-wire, 3-phase, wye-connected system, a common conductor carries approximately the same current as the line-to-neutral load currents of the other conductors and shall be counted when applying the provisions of 310.15(B)(3)(a).
 - (c) On a 4-wire, 3-phase wye circuit where the major portion of the load consists of nonlinear loads, harmonic currents are present in the neutral conductor; the neutral conductor shall therefore be considered a current-carrying conductor.
- (6) Grounding or Bonding Conductor. A grounding or bonding conductor shall not be counted when applying the provisions of 310.15(B)(3)(a).

ANEXO D

Table 4 Continued

Article 350 — Liquidtight Flexible Metal Conduit (LFMC)													
Metric Designator	Trade Size	Nominal Internal Diameter		Total Area 100%		60%		1 Wire 53%		2 Wires 31%		Over 2 Wires 40%	
		mm	in.	mm ²	in. ²	mm ²	in. ²						
12	½	12.5	0.494	123	0.192	74	0.115	65	0.102	38	0.059	49	0.077
16	¾	16.1	0.632	204	0.314	122	0.188	108	0.166	63	0.097	81	0.125
21	¾	21.1	0.830	330	0.541	210	0.325	185	0.287	108	0.168	140	0.216
27	1	26.8	1.054	564	0.873	338	0.524	299	0.462	175	0.270	226	0.349
35	1½	35.4	1.393	984	1.528	591	0.917	522	0.810	303	0.474	394	0.611
41	1½	40.3	1.588	1276	1.981	765	1.188	676	1.050	395	0.614	510	0.792
53	2	51.6	2.031	2091	3.246	1255	1.948	1108	1.720	648	1.006	836	1.298
63	2½	63.3	2.493	3147	4.881	1888	2.929	1668	2.587	976	1.513	1259	1.953
78	3	78.4	3.085	4827	7.475	2896	4.485	2559	3.962	1497	2.317	1931	2.990
91	3½	89.4	3.520	6277	9.731	3766	5.839	3327	5.158	1946	3.017	2511	3.893
105	4	102.1	4.020	8187	12.692	4912	7.615	4339	6.727	2538	3.955	3275	5.077
129	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
152	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Article 344 — Rigid Metal Conduit (RMC)													
Metric Designator	Trade Size	Nominal Internal Diameter		Total Area 100%		60%		1 Wire 53%		2 Wires 31%		Over 2 Wires 40%	
		mm	in.	mm ²	in. ²	mm ²	in. ²						
12	½	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	¾	16.1	0.632	204	0.314	122	0.188	108	0.166	61	0.097	81	0.125
21	¾	21.5	0.836	353	0.549	212	0.329	187	0.291	109	0.170	141	0.220
27	1	27.0	1.063	573	0.887	344	0.532	303	0.470	177	0.273	229	0.355
35	1½	35.4	1.394	984	1.526	591	0.916	522	0.809	305	0.473	394	0.610
41	1½	41.2	1.624	1333	2.071	800	1.241	707	1.098	411	0.642	533	0.829
53	2	52.9	2.083	2198	3.408	1319	2.045	1165	1.806	681	1.056	879	1.363
63	2½	63.2	2.489	3187	4.866	1882	2.919	1663	2.579	972	1.508	1255	1.946
78	3	78.5	3.090	4840	7.499	2904	4.499	2565	3.974	1500	2.353	1936	3.000
91	3½	90.7	3.570	6461	10.010	3877	6.006	3424	5.305	2003	3.103	2584	4.004
105	4	102.9	4.050	8316	12.882	4990	7.729	4408	6.828	2578	3.994	3326	5.153
129	5	128.9	5.073	13050	20.212	7850	12.127	6916	10.715	4065	6.266	5230	8.083
152	6	154.8	6.093	18821	29.158	11292	17.495	9975	15.454	5854	9.039	7538	11.663

Article 352 — Rigid PVC Conduit (PVC), Schedule 80													
Metric Designator	Trade Size	Nominal Internal Diameter		Total Area 100%		60%		1 Wire 53%		2 Wires 31%		Over 2 Wires 40%	
		mm	in.	mm ²	in. ²	mm ²	in. ²						
12	½	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	¾	15.4	0.606	141	0.217	85	0.130	75	0.115	44	0.067	56	0.087
21	¾	18.3	0.722	263	0.409	158	0.246	139	0.217	82	0.127	105	0.164
27	1	23.8	0.936	445	0.688	267	0.413	236	0.365	138	0.213	178	0.275
35	1½	31.9	1.255	799	1.237	480	0.742	424	0.656	248	0.385	320	0.495
41	1½	37.5	1.476	1104	1.711	663	1.027	585	0.907	342	0.530	442	0.684
53	2	48.6	1.913	1855	2.874	1113	1.725	983	1.523	575	0.891	743	1.150
63	2½	58.2	2.290	2660	4.119	1596	2.471	1410	2.183	825	1.277	1064	1.647
78	3	72.7	2.864	4151	6.442	2491	3.865	2200	3.414	1287	1.997	1660	2.577
91	3½	88.5	3.326	5608	8.688	3365	5.213	2972	4.605	1738	2.693	2243	3.475
105	4	96.2	3.786	7268	11.258	4361	6.755	3852	5.967	2253	3.490	2907	4.503
129	5	121.1	4.768	11518	17.855	6971	10.715	6180	9.463	3571	5.533	4607	7.042
152	6	145.0	5.709	16513	25.598	9908	15.359	8752	13.567	5119	7.935	6605	10.239



ANEXO E

Table C.1 Maximum Number of Conductors or Fixture Wires in Electrical Metallic Tubing (EMT) (Based on Table 1, Chapter 9)

		CONDUCTORS									
Type	Conductor Size (AWG kcmil)	Metric Designator (Trade Size)									
		16 (1/2)	21 (3/4)	27 (1)	35 (1 1/4)	41 (1 1/2)	53 (2)	63 (2 1/4)	78 (3)	91 (3 1/2)	109 (4)
RHH, KHW, KHW-2	14	4	7	11	20	27	46	80	120	157	201
	12	3	6	9	17	23	38	66	100	131	167
	10	2	5	8	15	18	30	55	81	105	135
	8	1	3	4	7	9	16	28	42	55	70
	6	1	1	3	5	8	13	22	34	44	56
	4	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44
	3	1	1	1	4	5	9	15	23	30	38
	2	1	1	1	3	4	7	13	20	26	33
	1	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	1/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	2/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17
	3/0	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	4/0	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	250	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	300	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	350	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	400	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	500	0	0	0	0	1	1	2	3	4	6
	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
700	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	
750	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	
800	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	
900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	
1000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	
1250	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	
1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
2000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
TW	14	8	15	25	45	58	96	168	254	332	424
	12	6	11	19	35	45	74	129	195	255	326
	10	5	8	14	24	31	55	96	145	190	243
	8	2	5	8	15	18	30	55	81	105	135
RHH*, KHW*, KHW-2*, THW, THW-2	14	6	10	16	28	39	64	112	169	221	282
	12	4	8	13	23	31	51	90	136	177	227
	10	3	6	10	18	24	40	70	106	138	177
RHH*, KHW*, KHW-2*, THW, THW-2	8	1	4	6	10	14	24	42	63	83	106

(Continued)

ANEXO F

Table 250.66 Grounding Electrode Conductor for Alternating-Current Systems

Size of Largest Ungrounded Service-Entrance Conductor or Equivalent Area for Parallel Conductors ^a (AWG/kcmil)		Size of Grounding Electrode Conductor (AWG/kcmil)	
Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum ^b
2 or smaller	1/0 or smaller	8	6
1 or 1/0	2/0 or 3/0	6	4
2/0 or 3/0	4/0 or 250	4	2
Over 3/0 through 350	Over 250 through 500	2	1/0
Over 350 through 600	Over 500 through 900	1/0	3/0
Over 600 through 1100	Over 900 through 1750	2/0	4/0
Over 1100	Over 1750	3/0	250