

Лекція 2 (2 години)

ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ

Як відмічалось раніше, генератори електростанцій в кожний момент часу повинні розвивати таку потужність, яку в сумі споживають усі споживачі енергосистеми із врахуванням витрат потужності на власні потреби та втрат в елементах енергосистеми.

Витрати потужності на власні потреби електростанцій і підстанцій, та втрати в елементах мережі енергосистеми становлять незначну і досить рівномірну частину від загальної потужності, що виробляється електростанціями. Внаслідок цього можна стверджувати, що характер роботи джерел електричної енергії (генераторів) повністю визначається характером роботи споживачів (навантаженням).

Для проектування електричних ліній та підстанцій необхідно знати навантаження окремих електроприймачів та їх груп.

Режим роботи окремих споживачів та їх груп загалом не залишається сталим, їх потужність змінюється протягом доби, місяця й сезону. Відповідно, електричне навантаження є величиною, яка безперервно змінюється, тобто – одні споживачі підключаються, а інші відключаються. Окрім того, потужність електроприймачів, що підключені до електричної мережі, також змінюється на протязі часу їх роботи. Наприклад: для електродвигуна потужність змінюється із зміною завантаження робочої машини, яку він приводить в дію; освітлювальне навантаження максимальне у вечірні години, до того ж його тривалість взимку більша, ніж влітку.

Всі ці зміни навантаження в мережі енергосистеми носять виключно випадковий характер, але для них справедливі закони ймовірності, які можуть бути встановлені із заданою точністю шляхом обробки дослідних даних. Таким чином детальне вивчення електричних навантажень споживачів є складною і самостійною задачею.

2.1 Графіки електричних навантажень споживачів і трансформаторних підстанцій

Для проектування і експлуатації систем електропостачання необхідно точно знати, як змінюються із часом основні параметри в усіх елементах системи.

Розрізняють два види параметрів системи: *режимні і схемні*.

Режимні параметри: струм, потужність, енергія, коефіцієнт потужності, напруга, частота та ін., тобто параметри, які пов'язані безпосередньо із режимами виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Схемні параметри: тип та марка проводів, тип силових трансформаторів, довжина ділянок ліній та ін., тобто параметри, які характеризують елементи електричної схеми системи електропостачання.

Основними режимними параметрами системи електропостачання є *напруга і потужність* (максимальна, мінімальна, номінальна).

Номінальне навантаження (потужність) – корисна потужність яка направлена на здійснення певної роботи. Номінальна потужність вказується в паспортних даних електроустановок.

Встановлена потужність – найбільша сумарна активна електрична потужність, з якою електроустановка може тривало працювати без перевантаження відповідно до технічних умов або із паспортом на устаткування.

Розрахункове навантаження – найбільше значення повної потужності на ввіді до споживача або на ділянці електричної мережі за період часу 0,5 години в кінці розрахункового періоду.

За розрахунковий період приймається час, який пройшов із моменту введення установки в експлуатацію до моменту досягнення навантаженням розрахункового значення.

Розрізняють *денний* S_d , кВА, та *вечірній* S_e максимуми навантаження споживачів або групи споживачів.

У проектній практиці для визначення навантажень на вводах до споживачів користуються типовими проектами. Для основних споживачів електричної енергії показники навантаження приймаються за встановленими нормативами.

Якщо в даному районі є сезонні споживачі (зрошування, теплиці, зернотік), то вони також повинні бути враховані при розрахунку навантажень із використанням коефіцієнту сезонності.

При визначенні навантажень, про які відсутні дані в типових методиках, використовують реальні графіки електричних навантажень споживачів.

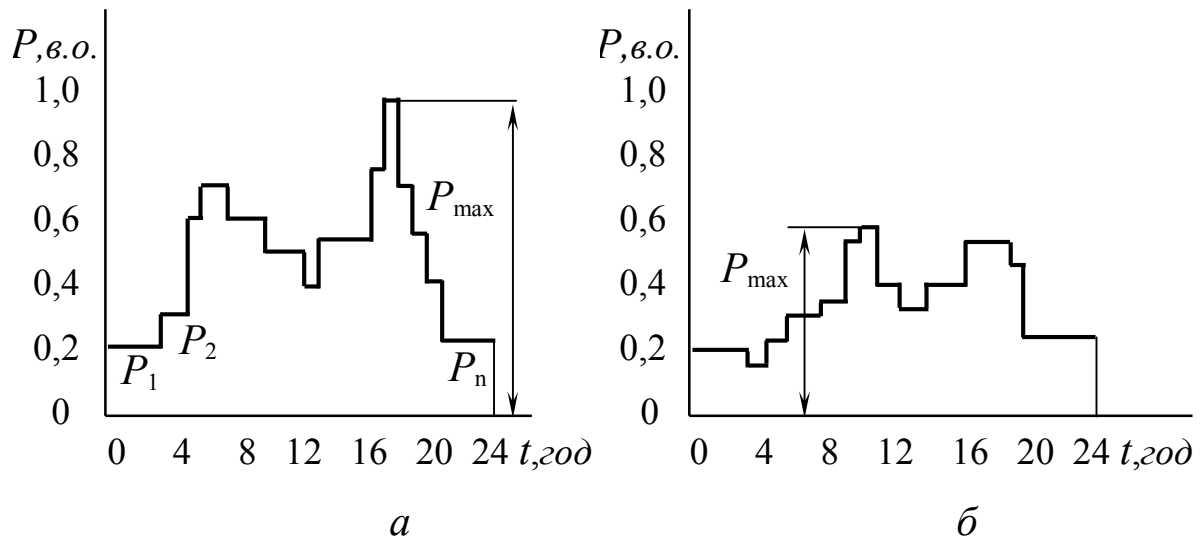
Характеристику навантаження можна показати графічно. Якщо на осі абсцис відкласти години доби, а на осі ординат – відповідні їм навантаження, то дістанемо криву, яка називається *добовим графіком навантаження*.

Графік електричних навантажень – залежність потужності (P , Q або S) або струму від часу на протязі певного періоду – доби, сезонну, року. Відповідно, розрізняють добові, сезонні та річні графіки навантажень.

Користуючись графіками навантаження, можна проаналізувати роботу електростанції, підстанції чи окремого споживача, визначити ступінь завантаження агрегатів і можливість найраціональнішого розподілу навантаження між окремими агрегатами.

Аналіз режимів електроспоживання краще виконувати на підставі добових графіків навантаження. Для побудови добових графіків навантаження енергосистеми знімають покази двічі на рік у характерні дні, зазвичай, в третій декадах червня і грудня для активного і реактивного навантаження.

В практиці розрахунків використовують *східчасті графіки*, які отримують із безперервних графіків шляхом усереднення крайніх значень (рисунок 2.1). При розрахунку навантажень користуються характерними добовими графіками для зимової (рисунок 2.1, а) та літньої доби (рисунок 2.1, б).

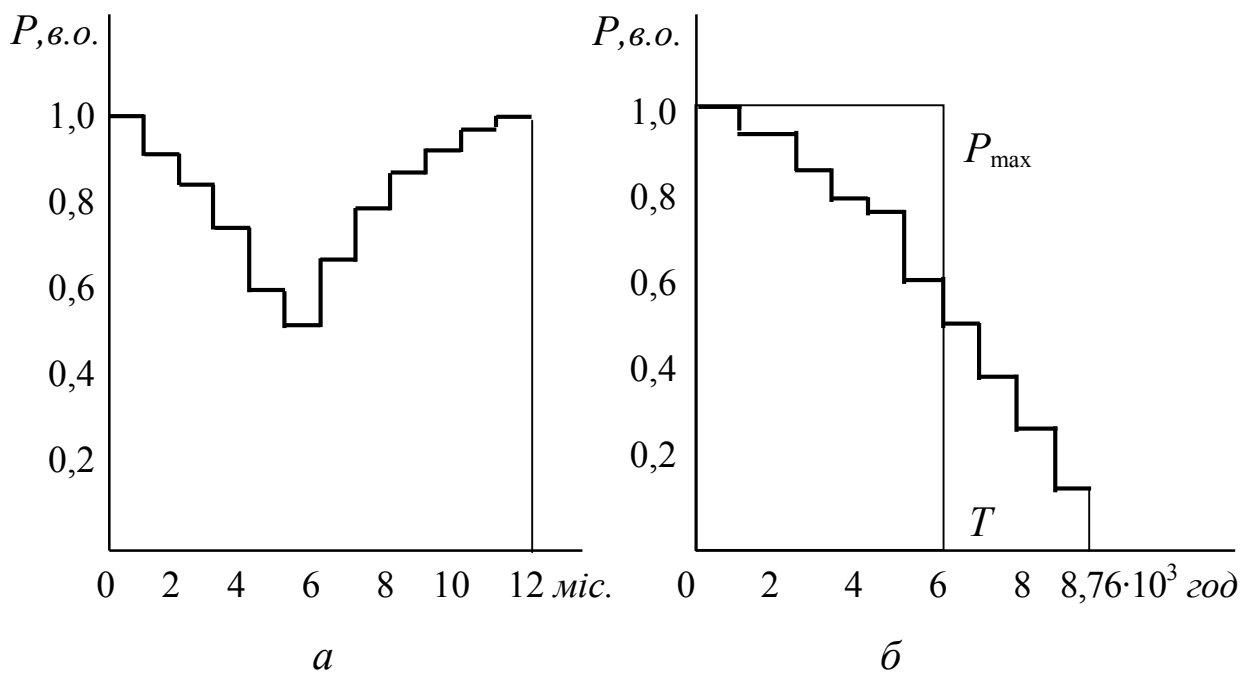


a – для зимової доби; *б* – для літньої доби

Рисунок 2.1 – Добові графіки навантаження

Річний графік навантаження – це зміна за місяцями року максимального півгодинного навантаження (рисунок 2.2 *a*). Він характеризує коливання розрахункової потужності об'єкту на протязі року.

Для практичних цілей зручно користуватися **річним графіком навантаження за тривалістю** (рисунок 2.2 *б*).



a – річний; *б* – річний за тривалістю

Рисунок 2.2 – Графіки навантаження

Річний графік навантаження за тривалістю будується за даними добових графіків навантаження зими і літа за всі дні року. На осі ординат в порядку, що спадає, відкладають навантаження, а на осі абсцис відкладають тривалість цих навантажень (час).

Із достатньою точністю можна побудувати річний графік навантаження за тривалістю, користуючись лише двома добовими графіками навантаження – зимового та літнього (рисунок 2.1). При цьому приймають, що споживачі працюють на протязі року 200 діб за зимовим і 165 діб – за літнім добовими графіками.

Із добових графіків (рисунок 2.1) в порядку зменшення по черзі вибирають ординати (навантаження P_1, P_2, \dots, P_n) на річний графік. Розрахунок тривалості кожного ступеня навантаження (P_1, P_2, \dots, P_n) річного графіка t_i , год, ведуть за формулами:

$$t_1 = 200 \cdot t_{1\text{зим.}} + 165 \cdot t_{1\text{літ.}}; \quad (2.1)$$

$$t_2 = 200 \cdot t_{2\text{зим.}} + 165 \cdot t_{2\text{літ.}};$$

$$t_n = 200 \cdot t_{n\text{зим.}} + 165 \cdot t_{n\text{літ.}}$$

За графіками навантаження можна визначити всі величини, які необхідні для проектування системи електропостачання – параметри, що пов’язані з передачею потужності і енергії.

Для визначення розрахункового навантаження споживача на добовому графіку беруть ділянку, для якої потужність на протязі не менше ніж півгодини найбільша. У випадках коли максимум навантаження триває менше ніж пів години, еквівалентну потужність визначають за формулою:

$$P_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де P_1, P_2, \dots, P_n – найбільші навантаження, кВт;

t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість дії відповідних навантажень, год.

Для того, що б визначити розрахункове еквівалентне навантаження, виражене повною потужністю, необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження в період його максимуму:

$$S_{екв} = \frac{P_{екв}}{\cos \varphi_{екв}}. \quad (2.3)$$

Енергія, що передається по лінії, може бути визначена безпосередньо з графіка навантаження, оскільки вона чисельно дорівнює його площі:

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2.4)$$

де P_i – ордината i -го ступеню в одиницях потужності;
 t_i – час i -го ступеню, години.

Якщо замінити східчастий річний графік навантаження прямокутником, рівновеликим за площею фігурі, що обмежена графіком та координатними осями, у якого одна сторона – це максимальна потужність P_{\max} , а інша – максимальний час T (рисунок 2.2, б), то енергію, яка передається лінією за рік можна визначити за виразом:

$$W = P_{\max} \cdot T. \quad (2.5)$$

Основу цього прямокутника називають **часом використання максимального навантаження T** . Це умовний час, який необхідний для того що б вся річна енергія була передана лінією при незмінній максимальній потужності (струмі).

Із виразу (2.5) видно, що чим більшим є значення T , тим ефективніше використовується електроустановка (мережа). Але в реальних умовах, при постійній зміні навантаження споживачів на протязі доби та року, час використання максимального навантаження T для сільських мереж знаходиться в межах 900...3400 годин.

Річні графіки навантаження потрібні для визначення належної кількості палива на теплових електростанціях, раціонального розподілу навантаження між генераторами або електростанціями, які працюють паралельно.

Режими електроспоживання характеризуються низкою показників, найважливіші з яких: коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження, кількість годин використання максимального навантаження, відношення нічного й денного мінімумів навантаження до вечірнього максимуму навантаження.

На підставі графіків навантаження можна визначити коефіцієнти, що характеризують роботу, економічність і деякі інші показники електроустановки.

– Середньодобова (середньорічна) потужність:

$$P_{\text{сеп.}} = \frac{W}{t}, \quad (2.6)$$

де W – кількість електроенергії, витраченої за t годин роботи електроустановки.

W визначають як площу графіка, обмежену координатами потужності і часу та кривою графіка за t годин (рисунки 2.1 та 2.2).

– Кількість годин використання максимуму навантаження:

$$T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}}, \quad (2.7)$$

де P_{max} – максимальне навантаження за певний період.

– Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (коефіцієнт завантаження, коефіцієнт рівномірності навантаження):

$$k_{\text{зан.}} = \frac{P_{\text{сеп.}}}{P_{\text{max}}}. \quad (2.8)$$

Необхідно прагнути до максимального збільшення коефіцієнта рівномірності навантаження, тому що при цьому краще використовуються генератори і трансформатори, більше виробляється електроенергії, а отже, знижується її собівартість.

– Коефіцієнт резерву:

$$k_{рез.} = \frac{P_{уст.}}{P_{max}} \quad (2.9)$$

де $P_{уст.}$ – установлена потужність установки (споживача).

Коефіцієнт резерву майже завжди більший за одиницю і залежить від призначення та важливості установки.

Мають місце випадки, коли $k_{рез.} < 1$. Наприклад під час роботи окремого трансформатора КТП відповідно до ДСТУ допускається аварійне перевантаження на 30% більше номінального струму протягом 3 год за добу, якщо попереднє навантаження було не більше 70% номінального. При цьому коефіцієнт резерву буде меншим від одиниці, тобто у цьому випадку поняття резерву втрачає своє значення.

– Коефіцієнт попиту:

$$k_{ноп.} = \frac{P_{max.}}{P_{уст.}} \quad \text{або} \quad k_{ноп.} = \frac{1}{k_{рез.}} \quad (2.10)$$

Коефіцієнт попиту використовується під час визначення максимального навантаження. Відомо, що

$$P_{max} = P_{уст.} \cdot \frac{k_o \cdot k_{зав.}}{\eta}, \quad (2.11)$$

$$P_{max} = P_{уст.} \cdot k_{ноп.}, \quad (2.12)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності роботи обладнання;
 $k_{зав.}$ – коефіцієнт завантаження
 η – середній коефіцієнт корисної дії споживачів;
 тоді

$$k_{non} = \frac{k_0 \cdot k_{зав.}}{\eta}. \quad (2.13)$$

Тобто коефіцієнт попиту враховує одночасність роботи обладнання (k_0), його завантаження ($k_{зав.}$) і середній к.к.д. споживачів (η).

Слід мати на увазі, що під час визначення максимального навантаження групи робочих електроприймачів необхідно враховувати коефіцієнт участі в максимумі навантаження:

$$k_{уч} = \frac{P_{\max\Sigma}}{\Sigma P_{\max}}, \quad (2.14)$$

де $P_{\max\Sigma}$ – максимальне навантаження групи робочих електроприймачів;
 ΣP_{\max} – сума максимумів окремих робочих електроприймачів.

Зміна навантаження електростанції і підстанцій протягом доби завжди більш рівномірна, ніж для окремих груп споживачів. Чим різноманітніші навантаження споживачів, тим більш рівномірний режим роботи (а отже, і графік навантаження) джерела живлення, тим повніше і рівномірніше використовуються агрегати, тим вищі економічні показники роботи електроустановок.

Поряд з регулюванням добових графіків навантаження, велике значення мають заходи щодо зниження піків навантаження. При регулюванні добових графіків навантаження, треба перевести роботу енергоємних споживачів, які працюють періодично, з годин максимуму на інші години доби.

2.2 Визначення навантажень електричних мереж

2.2.1 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38...35 кВ

Розрахункові навантаження об'єктів визначають наступними методами:

- за реальними або типовими графіками навантаження;
- за кількістю спожитої об'єктом електроенергії за рік та за часом використання максимального навантаження;
- за імовірнісними характеристиками споживачів:
 - а) з урахуванням коефіцієнту одночасності;
 - б) з використанням таблиць надбавок.

Для визначення розрахункового навантаження на вводі в житлові будинки користуються номограмами, які побудовані із урахуванням річного споживання електроенергії на вводі до сільського будинку.

Підрахунок електричних навантажень в мережах (лініях) напругою 0,38...0,66 кВ виконують шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів, а в мережах напругою 6...35 кВ – шляхом підсумовування навантажень трансформаторних підстанцій 6...35 кВ окремо для денного та вечірнього максимуму.

Максимальне розрахункове навантаження (потужність) на ділянках електричної мережі визначають із урахуванням коефіцієнта одночасності, якщо навантаження, що підсумовуються, сумірні (не відрізняються більше ніж в 4 рази) та однорідні – мають однаковий характер навантаження (однаковий коефіцієнт потужності):

$$P_{p,d} = k_o \sum_{i=1}^n P_{di}, \quad (2.15)$$

$$P_{p,e} = k_o \sum_{i=1}^n P_{ei}, \quad (2.16)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\delta i}$ і $P_{\epsilon i}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Якщо навантаження споживачів у групі відрізняються більше ніж у 4 рази або вони не однорідні, то їх підсумовують за допомогою таблиць надбавок окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.\delta} = P_{\delta.\delta} + \Delta P_{\delta.m}, \quad (2.17)$$

$$P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon.\epsilon} + \Delta P_{\epsilon.m}, \quad (2.18)$$

де $P_{\delta.\delta}$, $P_{\epsilon.\epsilon}$ – більше з навантажень, що підсумовуються, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\Delta P_{\delta.m}$, $\Delta P_{\epsilon.m}$ – надбавка від меншого навантаження (денного та вечірнього відповідно), кВт.

Значення повних розрахункових потужностей на ділянках лінії визначаються із виразів:

$$S_{p.\delta} = \frac{P_{p.\delta}}{\cos \varphi_{\delta}}; \quad (2.19)$$

$$S_{p.\epsilon} = \frac{P_{p.\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (2.20)$$

де $\cos \varphi_{\delta}$, $\cos \varphi_{\epsilon}$ – коефіцієнт потужності, відповідно, денний та вечірній.

Для неоднорідних споживачів визначають середньозважене значення коефіцієнта потужності:

$$\cos \varphi_{c.z.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.21)$$

де P_i – навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;
 $\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача.

2.2.2 Розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,38 кВ

Навантаження на шинах споживчих трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,4 кВ можна визначити за допомогою таблиць надбавок, зважаючи на їх неоднорідність:

$$P_{p.d.ТП} = P_{p.d.лін.б} + \sum \Delta P_{p.d.лін.м} ; \quad (2.22)$$

$$P_{p.v.ТП} = P_{p.v.лін.б} + \sum \Delta P_{p.v.лін.м} + P_{з.о.} , \quad (2.23)$$

де $P_{p.d.лін.б}$, $P_{p.v.лін.б}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{p.d.лін.м}$, $\sum \Delta P_{p.v.лін.м}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень головних ділянок ліній, відповідно, денних та вечірніх, кВт.

$P_{з.о.}$ – навантаження зовнішнього та вуличного освітлення, кВт.

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + (N_{прим.} \cdot P_{0 \text{ прим.}} + L_{пер} \cdot P_{0 \text{ пер}}) , \quad (2.24)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;

$L_{пер}$ – загальна довжина периметрів дворів виробничих та комунальних приміщень, м;

$N_{прим.}$ – кількість виробничих та комунальних приміщень, шт.;

$P_{0 \text{ вул.}}$, $P_{0 \text{ прим.}}$, $P_{0 \text{ пер}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно, на один погонний метр вулиці, на одне виробниче приміщення та на один погонний метр периметру двора виробничого приміщення, кВт (додаток А).

Значення повних розрахункових потужностей підстанції $S_{p.d.ТП}$ та $S_{p.v.ТП}$ визначають за виразами (2.19) та (2.20).

Номинальна потужність силового трансформатора підстанції вибирається за умовами його роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантаження з урахуванням допустимих систематичних навантажень:

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}}, \quad (2.25)$$

де $S_{p.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{\text{екон. min}}, S_{\text{екон. max}}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА.

Економічні інтервали роботи трансформаторів визначають за відповідними таблицями (додаток А).

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються за умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням.

Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за співвідношенням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (2.26)$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора (додаток А).

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{н.m.}), \quad (2.27)$$

де $k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження при табличній температурі повітря $t_{н.m.}$;

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$;

$t_{n.m.}$ – таблична середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$.

Якщо умова (2.26) не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції трансформатор більшої потужності.

Річне споживання енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{\text{рік}} = P_{p.\text{max}} \cdot T, \quad (2.28)$$

де $P_{p.\text{max}}$ – максимальне розрахункове навантаження ТП, кВт;

T – час використання максимального навантаження, год.

2.3 Визначення центру електричних навантажень

Трансформаторну підстанцію слід розташовувати в центрі навантажень, і від неї повинно відходити три-чотири повітряні лінії, довжиною не більше 700...800 м, прокладені з двох сторін вулиці.

Центр навантаження визначають на плані об'єкту електропостачання, на якому наносять осі координат x і y . Координати центру навантаження визначають за виразами:

$$x_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{p.i} x_i}{\sum P_{p.i}}; \quad (2.29)$$

$$y_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{p.i} y_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (2.30)$$

де x_i, y_i – координати центру навантаження споживачів, см;

$P_{p.i}$ – розрахункова потужність на ввіді до i -го споживача, кВт.

Якщо трансформаторну підстанцію неможливо встановити в розрахованому місці (в центрі навантаження), то спільно із

зацікавленими організаціями підбирають нове місце для встановлення підстанції, яке повинне бути максимально наближеним до розрахункового. Комунально-побутовий і виробничий сектори споживачів бажано забезпечити електроенергією від окремих підстанцій.

Запитання для самоконтролю

1. Що таке номінальна потужність електроустановки?
2. Що таке розрахункове навантаження (потужність) електроустановки?
3. Які основні параметри системи електропостачання відносяться до режимних?
4. Які основні параметри системи електропостачання відносяться до схемних?
5. Що таке графік електричного навантаження?
6. Які існують графіки навантаження?
7. Що таке час використання максимального навантаження?
8. Що таке еквівалентна потужність?
9. Як будується річний графік навантаження за тривалістю?
10. Якими методами визначають розрахункові навантаження?
11. Як підсумовують навантаження в електричних мережах напругою 0,38...110 кВ?
12. Що таке коефіцієнт одночасності?
13. Що таке коефіцієнт резерву і як він визначається?
14. Що таке коефіцієнт попиту і як він визначається?
15. Що таке однорідні і неоднорідні навантаження?
16. Що таке сумірні і не сумірні навантаження?
17. Що таке надбавки навантаження і як їх використовують?
18. Як визначається потужність трансформаторної підстанції?
19. Яким чином перевіряють вибрані номінальні потужності трансформаторів?
20. Як визначається центр електричного навантаження?