



Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

ОБҐРУНТУВАННЯ ІНЖЕНЕРНИХ РІШЕНЬ В ЕНЕРГЕТИЦІ

**Методичні вказівки до практичних занять
для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**Харків
2024**

Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

ОБҐРУНТУВАННЯ ІНЖЕНЕРНИХ РІШЕНЬ В ЕНЕРГЕТИЦІ

Методичні вказівки до практичних занять
для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної
форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Затверджено рішенням
науково-методичної ради
факультету енергетики,
робототехніки та комп'ютерних
технологій
Протокол № 5
від 29 лютого 2024 року

Харків
2024

УДК 621.31

С 31

Схвалено на засіданні кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту
Протокол №8 від 20.02.2024 р.

Рецензенти:

С. О. Тимчук, д-р техн. наук, проф., зав. кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій ДБТУ;

Ю. М. Хандола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Обґрунтування інженерних рішень в енергетиці: метод. вказівки до практичних занять для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко – Харків: [б. в.], 2024. – 27 с.

Методичні вказівки розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.31

Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник, д-р техн. наук

© Савченко О. А., 2024

© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

Практичне заняття №1. Визначення економічної ефективності інвестицій у будівництво мереж	4
Практичне заняття №2. Оцінка економічної ефективності інвестицій в трансформаторні потужності на підстанціях	8
Практичне заняття №3. Економічне обґрунтування доцільності компенсації реактивної потужності	14
Практичне заняття №4. Економічне обґрунтування ступеня надійності електропостачання	20
Перелік літератури	26

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 1

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙ У БУДІВНИЦТВО МЕРЕЖ

Теоретичні відомості

Енергетичні об'єкти проектуються на основі техніко-економічних обґрунтувань доцільності й необхідності їхнього спорудження. Техніко-економічне обґрунтування містить у собі питання щодо визначення основних економічних показників і повинне давати всю необхідну інформацію для ухвалення рішення про інвестування об'єктів. Результати аналізу повинні бути переведені у витрати, прибуток і чистий прибуток.

Якщо відомі напруга U , кВ, активна потужність P , кВт, реактивна потужність Q , кВАр у лінії, то втрати потужності визначається як, кВт

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) \cdot r / U^2. \quad (1.1)$$

Середньорічні втрати активної потужності для реакторів

$$\Delta P_p = \Delta P_H \frac{I^2}{I_{H.P.}^2}, \quad (1.2)$$

де ΔP_H - активні втрати потужності що навантажуються при номінальному режимі, кВт;

I - середньорічний струм, А;

$I_{H.P.}$ - номінальний струм реактора, А.

При будівництві об'єкта кілька років і поетапному виділенню коштів в економічних розрахунках використовується динаміка. Динамічна постановка більш реальна, і вимога її зводиться до виявлення оптимальної послідовності й черговості розвитку по всіх роках розрахункового періоду. При цьому

передбачається заданий закон зміни навантаження по роках розрахункового періоду й фактор часу, що характеризується коефіцієнтом приведення різночасних витрат E , що у цей час приймається рівним 10 %, тобто банківській ставці.

Економічний зміст наведених показників економічної ефективності й капітальних витрат полягає в тому, що в них, крім безпосередніх капітальних вкладень, ураховується також збиток від невикористання, або, як говорять, «заморожування», капітальних коштів протягом ряду років до введення об'єкта в експлуатацію. Таке приведення дозволяє врахувати різночасність вкладання капітальних коштів у порівнюваних варіантах з метою наступного зіставлення для вибору найбільш економічного варіанта.

Тести для перевірки знань

1. Основними критеріями ефективності капітальних вкладень в енергетику є показники, які ґрунтуються на оцінці:
 - 1) строку окупності та рентабельності;
 - 2) прибутку та рентабельності;
 - 3) капіталовкладень та рентабельності.

2. В умовах ринкових відносин існують такі форми власності на об'єкти електроенергетики:
 - 1) приватна, колективна, державна;
 - 2) юридична, фізична, державна;
 - 3) загальна, індивідуальна, державна.

3. За допомогою процедури дисконтування
 - 1) платежі дорівнюють інвестиціям;
 - 2) платежі приводяться до однієї дати;
 - 3) платежі розбиваються по роках.

4. Вихідні дані для розрахунку ефективності проекту повинні включати (вказіть найбільш повну відповідь):
 - 1) величину капіталовкладень по роках;

- 2) величину експлуатаційних витрат по роках;
- 3) розгорнуту в часі програму впровадження проекту.

5. Норматив ефективності приймається рівним:

- 1) нормі дисконтування;
- 2) показнику рентабельності;
- 3) коефіцієнту реновації.

6. В економічних розрахунках в енергетиці розрахунковий період приймають, як правило, рівним:

- 1) тривалості будівництва плюс 15 років;
- 2) тривалості будівництва плюс 20 років;
- 3) тривалості будівництва плюс 25 років.

7. В найбільш загальному вигляді економічний ефект це:

- 1) різниця між результатами та капіталовкладеннями;
- 2) різниця між результатами та витратами;
- 3) різниця між результатами та експлуатаційними

видатками.

8. Прибуток вимірюється:

- 1) в абсолютних величинах;
- 2) у відносних величинах;
- 3) в залежності від проекту, у відносних або абсолютних

величинах.

Розв'язування типових практичних задач

Завдання 1. Визначити, якою напругою доцільно жити об'єкт, щоб одержати найбільший економічний ефект. Споживана потужність 75000 кВ·А, об'єкт віддалений від джерела живлення на відстані 50 км. Час найбільших втрат становить 3000 год. Коефіцієнт влучення навантаження в максимум енергосистеми дорівнює 0,8. Мережа на напругу 110 кВ виконується дволанцюгова із проводом АС - 185. Мережа

на напругу 220 кВ виконується одноланцюговим проводом АС - 300. Район по ожеледі перший.

Завдання 2. Порівняти варіанти I , II і III попереднього завдання за економічними показниками й вибрати кращий з урахуванням динаміки. Термін експлуатації 20 років. Інвестиції в будівництво вкладаються в перший рік і в четвертий. Експлуатація починається із другого року розглянутого періоду. Передана потужність на другому році експлуатації становить $S_2=20 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ и с кожним роком експлуатації зростає на 1 МВ·А, тобто $S_{20}=40 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 2 ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙ В ТРАНСФОРМАТОРНІ ПОТУЖНОСТІ НА ПІДСТАНЦІЯХ

Теоретичні відомості

Вибір трансформаторів на підстанції полягає у виборі типу, кількості, номінальної потужності й номінального коефіцієнта трансформації.

До вибору трансформаторів на підстанції пред'являються наступні вимоги:

- мінімум витрат при будівництві й розвитку підстанції;
- ефективне використання встановленої потужності трансформаторів з врахуванням їхньої переважувальної здатності й динаміки підвищення навантаження;
- надійність електропостачання;
- забезпечення вимог і зручностей експлуатації;
- відповідно до динаміки росту навантаження, поетапний розвиток підстанції.

Вибір номінальної потужності й кількість трансформаторів ґрунтується на техніко-економічному порівнянні варіантів з урахуванням вартості трансформаторів, втрат електроенергії й очікуваного збитку при відсутності резервування.

Правильність вибору номінальної потужності трансформаторів дає можливість найбільш ефективно використати встановлювану трансформаторну потужність. Завантаження трансформатора є найбільш економічним, якщо його навантаження близьке до його номінальної потужності.

Залежно від типу трансформатора, а саме: трифазний або однофазний, триобмоточний або двообмоточний, з розщепленими обмотками середньої або низької напруги або без них втрати енергії в них і експлуатаційні видатки будуть різними. Так наприклад, втрати в трифазних трансформаторах у середньому на 12-15% нижче, ніж в однофазних. Трифазні трансформатори в порівнянні із групою однофазних дають

економію у вазі сталі й міді близько 20%. Пошкодження групи із трьох однофазних трансформаторів у три рази більше, ніж трифазного.

Велике значення для оцінки найвигіднішого режиму роботи трансформаторів має відношення втрат

$$\xi = \frac{\Delta P_K}{\Delta P_X}, \quad (2.1)$$

де ΔP_K - навантажувальні втрати (змінні втрати);

ΔP_X - втрати в сталі (постійні втрати).

Відношення втрат ξ вибирається з міркувань мінімізації втрат енергії при характерних графіках навантаження.

Втрати потужності в трансформаторах складаються із втрат в активному й реактивному опорах обмоток трансформатора й втрат пов'язаних з намагнічуванням сталі. При паралельній роботі n однакових трансформаторів їхній еквівалентний опір зменшується в n разів, а втрати на намагнічування в n разів збільшуються. При цьому

$$\Delta P_{mp} = \frac{\Delta P_K}{n} \left(\frac{S}{S_{n.mp}} \right)^2 + n \Delta P_X, \quad (2.2)$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{u_k \%}{n100} \frac{S^2}{S_{n.mp}} + n \Delta Q_X. \quad (2.3)$$

Втрати енергії в трансформаторі (кВт·год), які не залежать від струму навантаження, визначаються шляхом множення втрат потужності на час їхньої дії

$$\Delta A_1 = \Delta P_X t. \quad (2.4)$$

Втрати енергії (кВт·год) залежні від струму навантаження, визначаються множенням втрат потужності на час максимальних втрат τ

$$\Delta A_2 = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{н.тр}} \right)^2 \tau. \quad (2.5)$$

Повна втрата енергії в трансформаторі (кВт·год) визначається як

$$\Delta A = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{н.тр}} \right)^2 \tau + \Delta P_X t. \quad (2.6)$$

Визначаючи експлуатаційні видатки необхідно враховувати коефіцієнт завантаження трансформатора

$\beta = \frac{S}{S_{н.тр}}$, де S - дійсне навантаження, $S_{н.тр}$ - номінальна

потужність трансформатора. При малих значеннях коефіцієнта β економічно вмикати менше число трансформаторів. При більших значеннях коефіцієнта β економічніше включити додатковий трансформатор.

Тести для перевірки знань

1. При паралельній роботі n однакових трансформаторів їхній еквівалентний опір:

- 1) зменшується;
- 2) зростає;
- 3) є незмінним.

2. При паралельній роботі n однакових трансформаторів втрати на намагнічування:

- 1) зменшуються;
- 2) зростають;
- 3) є незмінними.

3. Період повернення капіталу це:

- 1) час, протягом якого кошти, видані в кредит, разом з відсотками, повертаються кредитору;
- 2) час, протягом якого кошти, що вкладені на депозитний рахунок, дають прибуток, рівний величині вкладень;
- 3) час, протягом якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку.

4. Приведені затрати:

- 1) допустимо використовувати за умови рівності експлуатаційних витрат у різних варіантах;
- 2) допустимо використовувати за умови рівності доходів у різних варіантах;
- 3) допустимо використовувати за умови рівності капіталовкладень у різних варіантах.

5. Якщо математична модель описується технічними параметрами та показниками вартості, то це:

- 1) фізична модель;
- 2) техніко-економічна модель;
- 3) економічна модель.

6. Інтегральний дисконтований чистий прибуток рівний:

- 1) дисконтованій сумі доходів і витрат з відповідним знаком;
- 2) дисконтованій сумі доходів і капіталовкладень з відповідним знаком;
- 3) дисконтованій сумі доходів і експлуатаційних витрат з відповідним знаком.

7. У випадку рівності інтегрального дисконтованого чистого прибутку нулю:

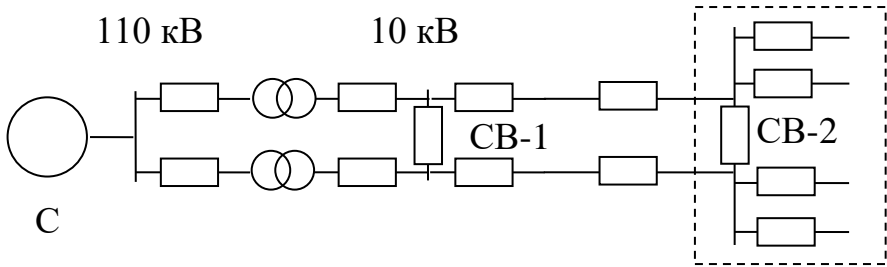
- 1) рентабельність інвестицій перевищує мінімально допустиму норму прибутку;
- 2) рентабельність інвестицій є нижчою від мінімально допустимої норми прибутку;
- 3) рентабельність інвестицій дорівнює мінімально допустимій нормі прибутку.

8. Використання поточного річного чистого прибутку у якості критерія економічної ефективності можливе за таких умов:

- 1) постійних річних витрат, а також за строку впровадження проекту не менше 2 років;
- 2) постійних річних доходів, а також за строку впровадження проекту не більше 1-2 років;
- 3) постійних річних витрат та доходів, а також за строку впровадження проекту не більше 1-2 років.

Розв'язування типових практичних задач

Завдання 1. Вибрати нормальне положення секційних вимикачів на підстанції (СВ – 1) і в споживача (СВ – 2) при якому в розподільному пристрої в споживача струм короткого замикання не перевищував $I_{K.дон} = 0,75$ кА. Опір системи 1,0 відн. од. Потужність системи 1260 МВ·А. Номінальна потужність трансформаторів по 63 МВ·А, напруга короткого замикання 14 %. Довжина лінії 10 кВ - 11 км, активний опір 0,592 Ом/км, індуктивний опір 0,4 Ом/км.



Завдання 2. Порівняти два варіанти спорудження підстанції 330/110 кВ, які відрізняються числом, типом і номінальною потужністю трансформаторів встановлених на підстанції. Інвестиції здійснюються у два етапи з інтервалом 5 років, термін будівництва на кожному етапі один рік. Розрахунковий термін прийняти рівним 20 рокам. Інвестиції в перший варіант становлять 11500 тис. грн., у другий варіант 16000 тис. грн. Тариф на електроенергію на вводі в мережу 330 кВ – 0,84 коп/кВт·год. Норма амортизаційних відрахувань дорівнює 12 %, реальна процентна ставка дорівнює 10 %.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 3 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Теоретичні відомості

Вирішальне значення для забезпечення стійкої й економічної роботи електроенергетичних систем, поліпшення якості електроенергії, мають компенсуючі і регулюючі пристрої, їхній вибір і їхнє розміщення в електричних мережах. Вибір раціональних методів регулювання напруги та компенсації реактивної потужності є складним техніко-економічним завданням.

Основне джерело реактивної потужності в електроенергетичній системі – це синхронні генератори електростанцій. Зважаючи на те, що при передачі реактивної потужності на великі відстані виникають значні втрати активної й реактивної потужності та енергії, економічно доцільно встановлювати місцеві джерела реактивної потужності. До цих джерел можна віднести синхронні компенсатори (СК) і батареї конденсаторів (БК). Доцільність їхнього застосування повинна мати техніко-економічне обґрунтування. Так для СК зведені витрати Z_k знижуються в міру росту його встановленої потужності Q_k . Для БК ця залежність виражена в меншій мірі. Тому при більших значеннях Q_k перевагу варто віддавати СК, а при малих – БК.

Компенсуюча реактивна потужність промислового підприємства визначається формулами

$$Q_k = P(tq\varphi - tq\varphi_k), \quad (3.1)$$

де $tq\varphi$ - відповідає середньозваженому за рік коефіцієнту потужності до компенсації на шинах 6-10 кВ підстанції

споживача, $tq\varphi = \frac{Q}{P}$;

$tq\varphi_{\kappa}$ - відповідає середньозваженому за рік нормативному коефіцієнту потужності на шинах 6-10 кВ підстанції споживача:

$tq\varphi_{\kappa}=0,62$ ($\cos\varphi_{\kappa}=0,85$) – при живленні споживачів від генераторів електростанцій на генераторній напрузі.

$tq\varphi_{\kappa}=0,39$ ($\cos\varphi_{\kappa}=0,93$) – при живленні споживачів від районних мереж 110-220 кВ і від мереж 35 кВ, що живляться від електростанцій.

$tq\varphi_{\kappa}=0,33$ ($\cos\varphi_{\kappa}=0,95$) – при живленні споживачів від мереж 35 кВ, що живляться від районних мереж 110-220 кВ.

При підключенні конденсаторів потужністю Q_{κ} реактивне навантаження мережі знижується ($Q_2 = Q_1 - Q_{\kappa}$) і, якщо при цьому її активне навантаження незмінне, відносне підвищення напруги складе

$$\delta U_* = Q_{\kappa} X / U_n^2, \quad (3.3)$$

де X - реактивний опір мережі, Ом;

U_n - лінійна номінальна напруга, В;

Q_{κ} - потужність конденсаторної батареї

$$Q_{\kappa} = 3I^2 X_{\kappa}, \quad (3.4)$$

X_{κ} - ємнісний опір конденсаторів;

I - робочий струм у лінії при максимальному навантаженні.

Якщо напруги на зажимах споживача відомі до й після включення конденсаторів, то потужність конденсаторної установки визначається по формулі

$$Q_{\kappa} = \frac{P}{\cos\varphi} \left[\sin\varphi - \sqrt{(U_2/U_2')^2 - \cos^2\varphi} \right], \quad (3.5)$$

де U_2 й U_2' - лінійні напруги до та після включення конденсаторів, кВ.

При розвантаженні електросистеми від потоків реактивної потужності тим самим підвищується пропускну здатність елементів системи і виникає можливість передати по існуючих лініях електропередачі більшу активну потужність без додаткових капітальних витрат.

Економічний ефект від установки компенсуючого пристрою розраховується за виразом

$$E = E_p + E_q + E_u + E_n, \quad (3.6)$$

де E_p - ефект від зниження втрат активної потужності й енергії;

E_q - ефект від зниження втрат реактивної потужності;

E_u - ефект від підвищення якості напруги в споживача;

E_n - ефект від збільшення пропускну здатності мережі.

Тести для перевірки знань

1. Позитивний ефект від встановлення компенсуючого пристрою:

- 1) пов'язаний зі зменшенням втрат енергії в мережі;

- 2) пов'язаний зі зменшенням втрат енергії та напруги в мережі;
- 3) пов'язаний зі зменшенням втрат напруги в мережі.

2. Внутрішня норма рентабельності це:

- 1) величина норми прибутку, за якого інтегральний дисконтований прибуток рівний нулю;
- 2) величина норми прибутку, за якого поточний чистий прибуток рівний нулю;
- 3) величина норми прибутку, за якого зведені витрати рівні нулю.

3. Період окупності інвестицій:

- 1) є прямо пропорційним до рентабельності інвестицій;
- 2) не залежить від рентабельності інвестицій;
- 3) є обернено пропорційним до рентабельності інвестицій.

4. Показник приведених витрат розраховується за виразом:

- 1) $Z = EK - B$;
- 2) $Z = EK + B$;
- 3) $Z = E/K + B$.

5. У випадку використання показника приведених витрат апріорно встановленою є:

- 1) порівняльна економічна ефективність інвестицій;
- 2) загальна економічна ефективність інвестицій;
- 3) порівняльна та загальна економічна ефективність інвестицій.

6. До складу капітальних вкладень входять такі складові:

- 1) вартість основних фондів, вартість землі, видатки на ремонт обладнання;
- 2) вартість основних фондів, вартість землі, видатки на ліквідацію обладнання;

3) вартість основних фондів, видатки на зарплату персоналу, видатки на ремонт обладнання.

7. До складу річних витрат входять такі складові:

1) вартість основних фондів, вартість палива, видатки на ремонт обладнання;

2) вартість основних фондів, вартість землі, видатки на ліквідацію обладнання;

3) амортизаційні відрахування, видатки на зарплату персоналу, видатки на ремонт обладнання.

Розв'язування типових практичних задач

Завдання 1. Підстанція споживача живиться за допомогою лінії електропередачі напругою 10 кВ довжиною 3 км, виконаної проводами АС-70, розташування горизонтальне, з відстанню між ними 800 мм. Передана по лінії потужність дорівнює 950 кВт, $tq\varphi=0,88$. Визначити потужність конденсаторної батареї, яку необхідно встановити на підстанції, щоб втрати напруги в мережі знизилися на 0,9%. Визначити ефект від підвищення пропускної здатності мережі за рахунок компенсації реактивної потужності при вартості 1 кВАр·год, виданого компенсуючим пристроєм $\beta_k=0,0012$ грн/кВАр·год. Час використання максимальної потужності компенсуючого пристрою $T_{k\max}=3000$ год.

Завдання 2. Визначити економічний ефект при використанні конденсаторної батареї потужністю $Q_k=350$ кВАр на стороні НН трансформатора. Трансформатор типу ТМ-1000/10 ($\Delta P_k=11$ кВт, $\Delta P_x=2,1$ кВт, $r_{mp}=1,1$ Ом, $x_{mp}=5,36$ Ом) працює на основному відгалуженні, номінальна напруга на початку мережі підтримується при максимальному (S_{\max}) і мінімальному ($0,4 S_{\max}$) навантаженнях. Потужність споживана навантаженням $S=730$ кВ·А при $\cos\varphi=0,65$. Опір лінії

електропередачі напругою 10 кВ $r=1,1$ Ом, $x=1,4$ Ом. Час найбільших втрат $\tau=3000$ год.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СТУПЕНЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Теоретичні відомості

З розвитком і ускладненням всіх видів техніки проблема надійності набуває особливого значення. З економічної точки зору оцінка надійності - це визначення ступеня відхилення фактичних витрат грошових, трудових, матеріальних ресурсів від розрахункових їхніх величин.

Зниження ступеня надійності електропостачання приводить до значного збільшення експлуатаційних витрат. Тому економічна оцінка ефективності електропостачання проводиться з урахуванням ступеня надійності окремих елементів і системи в цілому.

Зведені витрати на підвищення надійності електропостачання можуть бути представлені у вигляді суми двох складових

$$Z = Z_1 + Z_2, \quad (4.1)$$

де Z_1 - зведені витрати на підвищення ремонтпридатності;

Z_2 - зведені витрати на підвищення безвідмовності.

Для забезпечення надійності електропостачання є ряд технічних заходів, які впливають одночасно й на безвідмовність і на ремонтпридатність.

Функціональні залежності між середнім часом відновлення, параметром потоку відмов і відповідним видом витрат мають вигляд

$$T_B = f(Z_1), \quad \omega = \varphi(Z_2). \quad (4.2)$$

Економічна оцінка надійності пов'язана зі збитком, який виникає від порушення електропостачання. Для підвищення надійності необхідно збільшувати капітальні витрати, що приводить до зниження збитку в споживачів від перерв електропостачання й отже, зростає ефективність виробництва. Вибір доцільного рівня надійності характеризується оптимальною надійністю, перевищення якої приводить до зниження ефективності виробництва у споживачів зі збільшенням видатків на електропостачання.

Функція оптимізації надійності електропостачання при двохпараметричній залежності збитку приймає вид

$$F = Z_1 + Z_2 + [Y_1 + Y_2 f(Z_1)]\varphi(Z_2) \rightarrow \min, \quad (4.3)$$

де Y_1 - питомий збиток від фактору відмови, незалежний від тривалості відновлення працездатності, грн/відмова;

Y_2 - питомий збиток від простою споживачів після відмови, що залежить від тривалості відновлення працездатності, грн/рік.

При розрахунках надійності електропередачі враховуються:

- 1) надійність дії автоматики, секціонування мереж за допомогою вимикачів, обладнаних пристроями АПВ;
- 2) число й пропускна здатність кіл;
- 3) режим роботи електропередачі;
- 4) безвідмовність і ремонтпридатність елементів електричних мереж;
- 5) вплив атмосферних впливів (вітер, ожеледь).

Секціонування ліній в сполученні з АПВ досить ефективно підвищує надійність електропостачання споживачів у випадках пошкоджень і при проведенні планово-попереджувальних ремонтів. Секційний апарат відключає лише пошкоджену ділянку мережі, не порушуючи нормального режиму роботи іншої її частини. Секціонування в ряді випадків є раціональними діями поліпшення захисту лінії в цілому й діями зниження

недовідпуску електроенергії в аварійному режимі, що призводить до збитку. Аварійний недовідпуск електроенергії і пов'язаний з ним збиток визначається як

$$\Delta \mathcal{E} = \lambda_{л.у.} \frac{l}{100} T_B \frac{T_M}{8760} P_M, \quad Y = \Delta \mathcal{E} \cdot U_0, \quad (4.4)$$

де $\lambda_{л.у.}$ - питома пошкоджуваність лінії при стійких пошкодженнях на 100 км/рік;

l - довжина ділянки лінії між двома опорними підстанціями з вимикачами, км;

T_B - середній час відновлення, год;

T_M - число годин використання максимуму навантаження, год/рік;

P_M - максимум навантаження;

U_0 - середнє значення збитку від недовідпуску 1 кВт·год

Техніко-економічну ефективність автоматичного секціонування можна визначати з порівняння розрахункових витрат на установку секційного апарату зі значенням збитку. Тобто, повинне дотримуватися умова

$$Z = E \cdot \Delta K + I < Y, \quad (4.5)$$

де ΔK - додаткові капітальні витрати на пристрій секційного апарату;

I - відповідні експлуатаційні видатки;

E - норматив прибутковості додаткових капітальних витрат.

Економічна ефективність автоматичного секціонування оцінюється не тільки економією внаслідок ліквідації збитку від недовідпуску електроенергії, але й за рахунок вивільнення значної кількості експлуатаційного й ремонтного персоналу, що необхідний для ліквідації стійких пошкоджень.

Таким чином, економічну ефективність автоматичного секціонування можна виразити в такий спосіб

$$E \cdot \Delta K + II + A_1 < A_2 + Y, \quad (4.6)$$

де A_1 - заробітна плата обслуговуючого персоналу при автоматичному секціонуванні;

A_2 - заробітна плата обслуговуючого персоналу без автоматичного секціонування.

Тести для перевірки знань

1. При збільшенні капітальних витрат на підвищення надійності електропостачання збитки споживачів від перерв живлення:

- 1) зменшуються;
- 2) зростають;
- 3) є незмінними.

2. До складу доходів входять такі складові:

- 1) виручка від реалізації продукції, ліквідаційна вартість обладнання, річний прибуток;
- 2) виручка від реалізації продукції, ліквідаційна вартість обладнання, банківські кредити;
- 3) інтегральний прибуток, ліквідаційна вартість обладнання, банківські кредити.

3. Норматив дисконтування, як правило, прирівнюється до:

- 1) середньої процентної ставки на ринку банківських послуг;
- 2) облікової ставки НБУ;
- 3) показника інфляції.

4. Реальний норматив дисконтування розраховується за виразом:

1) $E = E_H - i$;

2) $E = E_H + i$;

3) $E = \frac{E_H}{i}$.

5. Реальний норматив дисконтування для умов стабільної економіки приймається рівним:

1) $E = 0,5$;

2) $E = 0,3$;

3) $E = 0,1$.

6. Капітальні вкладення на передпроектній стадії розраховуються на основі:

1) укрупнених показників вартості;

2) в чинних цінах;

3) за прогнозними оцінками.

7. До визначених вихідних даних в розрахунках економічної ефективності інвестицій відносяться:

1) рівень інфляції, ціни та тарифи;

2) кліматичні умови, ціни та тарифи;

3) дані про встановлене обладнання, навантаження за минулі періоди.

Розв'язування типових практичних задач

Завдання 1. Визначити економічну ефективність автоматичного секціонування з елегазовим вимикачем для схеми ділянки мережі 110 кВ наведеної на рис. 4.1., прийнявши $l = 50$ км, $\lambda_{л.у.} = 0,8$ 100км/рік, $P_M = 15650$ кВт, $T_M = 5600$ год/рік, $T_B = 6$ год, $U_o = 1,2$ грн/кВт·год.

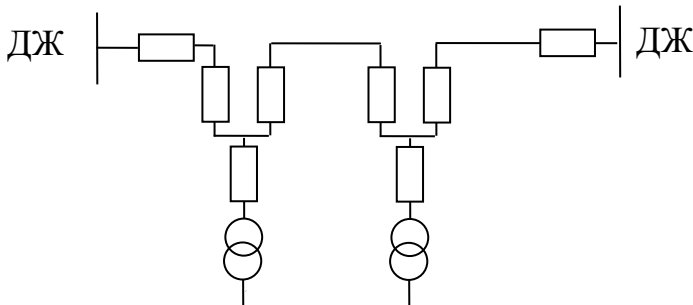


Рис.4.1

Завдання 2. Районна підстанція 35/10 кВ живить споживачів загальною потужністю 3600 кВА. Від підстанції відходить чотири лінії 10 кВ. Надійність електропостачання споживачів другої й третьої категорії може бути забезпечена:

I варіант: підстанція 35/10 кВ одно трансформаторна, з трансформатором типу ТМН потужністю 4000 кВА. На лінії 10 кВ - чотири пункти секціонування, три пункти АВР, додаткова перемичка довжиною 4 км проводом АС-50 на залізобетонних опорах.

II варіант: підстанція 35/10 кВ двотрансформаторна, з трансформаторами потужністю по 1600 кВА кожний. На лінії 10 кВ - два пункти секціонування.

Необхідно вибрати економічно вигідний варіант.

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики): навчальний посібник. / М. М. Черемісін, В. І. Романченко – Харків: Факт, 2006. – 167 с.

2. Федішин Б.П. Економіка енергетики. Навчальний посібник для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. – Тернопіль, 2003 – 182 с.

3. Лисочкина Т. В. Экономико-математические методы и модели принятия решений в энергетике / Т. В. Лисочкина – Л.: ТЕНС, 1991. – 182 с.

4. Фальцман В. К. Оценка инвестиционных проектов и предприятий / В. К. Фальцман – М. : ТЕНС, 1999. – 148 с.

5. Основи економічної теорії. За редакцією д.е.н., проф. С.В. Мочерного. – К.: “Видавничий центр ”Академія”, 1998. – 462 с.

6. Федішин Б.П., Бакушевич І.В. Методологія наукових досліджень. – Тернопіль: ТДТУ, 2001. – 54 с.

Навчальне видання

ОБҐРУНТУВАННЯ ІНЖЕНЕРНИХ РІШЕНЬ В ЕНЕРГЕТИЦІ

Методичні вказівки до практичних занять

Автори-укладачі:
САВЧЕНКО Олександр Анатолійович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.
Державний біотехнологічний університет
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

