



БҰЙРЫҚ

ПРИКАЗ

№ 48-н/к
31.07.2025

Астана қаласы

город Астана

«Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдарды бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2020 жылғы 16 қыркүйектегі №311 бұйрығына өзгеріс енгізу туралы

Қазақстан Республикасы «Құқықтық актілер туралы» Заңының 65-бабының 3) тармақшасына сәйкес **БҰЙЫРАМЫН:**

1. «Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдарды бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2020 жылғы 16 қыркүйектегі №311 бұйрығына мынандай өзгерістер енгізілсін:

көрсетілген бұйрықпен бекітілген Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдарына осы бұйрықтың қосымшасына сәйкес жаңа редакцияда жазылсын.

2. Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің Электр энергетикасын дамыту департаменті осы бұйрықты 3 (үш) жұмыс күні ішінде Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің ресми интернет-ресурсында орналастыруды қамтамасыз етсін.

3. Осы бұйрық қол қойылған күнінен бастап күшіне енеді.

Министр



А. Сәтқалиев

Қазақстан Республикасы
Энергетика министрінің
2025 жылғы «31» 01
№18-н/бұйрығына
қосымша

Қазақстан Республикасы
Энергетика министрінің
2020 жылғы 16 қыркүйектегі
№311 бұйрығымен
бекітілген

Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдар

1-тарау. Жалпы ережелер

1. Осы Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдар (бұдан әрі – Әдістемелік ұсынымдар) энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозу деңгейін айқындауға бірыңғай әдіснамалық тәсілді қамтамасыз ету мақсатында әзірленді және ұсынымдық сипатта болады.

2. Осы Әдістемелік ұсынымдар электр желілері объектілерінің физикалық тозуын анықтау үшін қолданылады.

3. Әдістемелік ұсынымдар негізгі электр желілік жабдығының физикалық тозуын есептеуді жүзеге асыратын энергия беруші, энергия өндіруші ұйымдардың мамандарына және электр энергиясын тұтынушыларға арналған.

4. Осы Әдістемелік ұсынымдарда электр желілерін пайдаланатын ұйымдар, тексеру үшін тартылатын мамандандырылған ұйымдардың мамандары үшін электр беру желілері мен кіші станциялар жабдықтарының табиғи тозуын анықтау жөніндегі негізгі ережелер жазылған.

5. Осы Әдістемелік ұсынымдардың мақсаттары үшін мынадай негізгі түсініктер қолданылады:

1) кабельдік желі – май толтырылған желілер үшін, тіреу бөлшектері мен шеткі, бітеуіш және шеткі муфталары (бітемелері) бар бір немесе бірнеше қосарлас кабельдерден тұратын, одан басқа май қысымының сигнал беру жүйесі және қоректендіру аппараттарымен оның бөлек импульстарын немесе электр энергиясын беру желісі;

2) кіші станциялардың жабдығы – кіші станциялардың аумағында орналасқан электр энергиясын түрлендіргіштер, басқару құрылғылары, тарату және қосалқы құрылғылар;

3) нормативтік қызмет мерзімі – объект берілген параметрлер шегінде жұмыс қабілеттілігін сақтайтын, ал оның құны амортизация есебінен толық өтелетін уақыт кезеңі;

4) өткізгіш компоненті – сымдар мен найзағайдан қорғайтын тростар, сондай-ақ тіректер аралығындағы сымдар мен найзағайдан қорғайтын тростарда орналасқан және сымдар мен найзағайдан қорғайтын тростардың сенімді жұмыс істеуін қамтамасыз ететін жеке бұйымдар;

5) физикалық тозу – пайдалану, күту, табиғи-климат жағдайымен байланысты және басқа да факторлардың әсерінен тозған және бұзылған зақымданулар (ақаулар) салдарынан объектінің құнын жоюы;

6) тірек компоненті – тірек конструкциясының көтергіш элементтерінің және жинақтаушы құрылғылардың жиынтығы;

7) техникалық куәландыру – пайдалану деңгейін (қарқындылығын, сапасын, белгіленген нормалар мен ережелерге және т.б. сәйкестігін), одан әрі пайдалану мүмкіндігін және объектілердің сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін қажетті шараларды айқындау мақсатында объектілердің (ғимараттардың, құрылыстардың, жабдықтардың) техникалық жай-күйін бағалау; электр жабдығы мен технологиялық схемалар үшін нормативтік қызмет ету мерзімі аяқталғаннан кейін жүргізіледі;

8) электр берудің әуе желісі (ЭЖ) – электр энергиясын жер үстінде орналасқан және оқшаулағыштар мен арматуралар көмегімен тіреуіштерге немесе инженерлік құрылыстардағы (көпірлердегі, жол сымдарындағы) кронштейндерге және тіректерге бекітілетін сымдар арқылы электр энергиясын жеткізуге арналған құрылғы. Электр берудің әуе желісінің басы мен соңына желілік порталдары немесе тарату құрылғысының желілік кірмелері, ал тармақталуы үшін тармақталу тіректері мен желілік порталдар немесе тарату құрылғылардың желілік кірмесі қабылданады;

9) электр желілері – электр энергиясын беруге арналған кіші станциялардың, тарату құрылғыларының және оларды жалғайтын электр беру желілерінің жиынтығы.

2-тарау. Электр желілерінің табиғи тозуын бағалау міндеттері және электр желілері элементтерінің нормативтік қызмет ету мерзімін анықтау

6. Электр желілерінің физикалық тозуын бағалауды элементтердің нормативтік қызмет ету мерзімі белгіленген нақты жұмыс істеген мерзімін анықтау бойынша жүргізуге болады.

7. Электр желісі элементтерінің, электр беру желілері мен кіші станциялар жабдықтарының нормативтік қызмет мерзімдері нормативтік техникалық құжаттарға, жабдықты дайындаушы зауыттың құжаттамасына сәйкес белгіленеді немесе осы Әдістемелік ұсынымдармен айқындалуы мүмкін.

8. Нормативтік техникалық құжаттардың, пайдалану тәжірибесінің, амортизация коэффициентінің негізінде мынадай нормативтік қызмет мерзімдері белгіленуі мүмкін:

электр берудің әуе желілерінің компоненттері үшін:

- 1) ағаш тіректер – 30 жыл;
- 2) темірбетон тіректер – 50 жыл;
- 3) болат торлы тіректер – 60 жыл;
- 4) болат көп қырлы тіректер – 70 жыл;

5) окшауланбаған сымдар «Әуе электр беру желілері үшін окшауланбаған сымдар. Техникалық шарттар» МЕМСТ 839-80 сәйкес;

6) өздін көтеруші окшауланған сымдар – 40 жыл;

7) найзағайдан қорғау арқандары – 45 жыл;

8) желілік арматура – 40 жыл.

9) окшаулағыштар – МЕМСТ 30531-91 «Кернеуі 1000 В дейінгі істікті фарфорлы және шынылы окшаулағыштар. Жалпы техникалық шарттар», МЕМСТ Р 55189 «Желілік аспалы полимерлі окшаулағыштар. Жалпы техникалық шарттар.»

электр берудің кабельдік желілері үшін:

1) сіңірілген қағаз окшауламасы бар күштік кабельдер МЕМСТ 18410 «Сіңірілген қағаз окшауламасы бар күштік кабельдері. Техникалық шарттар» сәйкес;

2) пластмасса окшауламасы бар күштік кабельдер МЕМСТ 16442 «Пластмасса окшаулағышы бар күштік кабельдері. Техникалық шарттар» сәйкес;

3) тігілген полиэтиленнен окшауланған күштік кабельдер – 30 жыл.

кіші станциялардың жабдығы үшін:

1) трансформаторлар мен автотрансформаторлар МЕМСТ 11677 «Қуатты трансформаторлар. Жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

2) өз қажеттілігіне арналған трансформаторлар МЕМСТ 1167 «Күштік трансформаторлар. Жалпы техникалық шарттар.» сәйкес;

3) жүктеме ажыратқыштары МЕМСТ 17717 «3-тен 10 кВ дейінгі кернеуге айнымалы ток жүктемесінің ажыратқыштары. Жалпы техникалық шарттар.» сәйкес;

4) айнымалы ток ажыратқыштары МЕМСТ 18397 «Жиі коммутациялық операциялар үшін 6-220 кВ номиналды кернеуге арналған айнымалы ток ажыратқыштары. Жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

5) вакуумдық элегаздық ажыратқыштар МЕМСТ 18397 «6-220 кВ номиналды кернеулерге арналған айнымалы ток ажыратқыштары айнымалы токтың вакуумдық элегаздық ажыратқыштары жиі коммутациялық операциялар үшін. Жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

6) ток трансформаторлары МЕМСТ 7746 «Ток трансформаторлары. Жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

7) кернеу трансформаторлары МЕМСТ 1983 «Кернеу трансформаторлары. Жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

8) байланыс конденсаторлары МЕМСТ 15581 «ЭЖ үшін қуат алу және байланыс конденсаторлары. Техникалық шарттар» сәйкес;

9) вентильді ажыратқыштар МЕМСТ 16357 «3,8-ден 600 кВ дейінгі номиналды кернеуге арналған айнымалы токтың вентильді ажыратқыштар. жалпы техникалық шарттар» сәйкес;

10) жиынтық трансформаторлық кіші станция – 25 жыл;

11) тарату құрылғыларының шиналары, Шина тіректері – 25 жыл;

12) стационарлық аккумуляторлық батареялар – 15 жыл;

13) кіші станциялардың жерге қосу құрылғылары – 20 жыл;

14) ажыратқыштар – 20 жыл;

15) бөлушілер – 20 жыл;

16) қысқа тұйықтағыштар – 20 жыл;

17) асқын кернеуді шектегіштер – 20 жыл;

18) жоғары жиілікті бөгегіштер – 30 жыл;

19) тұрақты ток қалқаны – 25 жыл;

20) өз мұқтаждықтарының қалқаны – 25 жыл;

21) КРУН, КРУ, КРУЭ, ЗРУ ұяшықтары – 25 жыл.

22) стационарлық конденсаторлық батареялар – 20 жыл;

23) синхронды компенсаторлар – 25 жыл;

24) компрессорлық қондырғылар – 25 жыл;

25) қосылым сүзгілері – 25 жыл;

26) түзеткіш құрылғылар – 25 жыл.

3-тарау. Электр берудің әуе желісі элементтерінің салмақтық коэффициентін анықтау

9. Электр берудің әуе желілері төрт құрылымдық компонентке бөлінеді: тірек, өткізгіш оқшаулағыш .

10. Тірек компонентінің салмақ коэффициенті $K_{оп} = 0,5$ тең болуы мүмкін (тіректер, іргетастар, оқшаулағыштар мен арматуралар коэффициенті қосылады).

Өткізгіш компонентінің салмақ коэффициенті $K_{пр} = 0,4$ тең қабылдануы мүмкін (сымдар мен тростардың коэффициенті қосылады).

Оқшаулағыш компоненттің салмақ коэффициенті $K_{из} = 0,1$ - ге тең болуы мүмкін

4-тарау. Электр берудің әуе желілерінің табиғи тозуын есептеу

11. Электр берудің әуе желісінің табиғи тозуын есептеу келесідей жүргізілуі мүмкін:

1) тірек компонентінің тозу деңгейі анықталады

$$F_{on} = \frac{K_{on} \cdot 100}{\sum_i (N_{on} \cdot T_{n.on})} \cdot \sum_i (T_{i\phi.on} \cdot N_{i\phi.on})$$

мұндағы $T_{i\phi.on}$ – i тіректердің түрі бойынша нақты қызмет мерзімі, жыл;

$T_{n.on}$ – тіректердің түрі бойынша нормативтік қызмет мерзімі, жыл;

$N_{i\phi.on}$ – іс жүзіндегі қызмет мерзіміне сәйкес келетін i тіректердің саны, дана;

N_{on} – ӘЖ орнатылған тіректердің жалпы саны, дана;

Нормативтік қызмет мерзімінен асқан кезде Нормативтік қызмет мерзіміне тең мәнді қабылдау қажет.

2) өткізгіш компонентінің тозу деңгейі анықталады

$$F_{пр} = K_{пр} \cdot 100 \cdot \left(\frac{\sum_i (T_{i\phi.пр} \cdot L_{i\phi.пр})}{\sum_i (L_{пр} \cdot T_{н.пр})} \right)$$

мұндағы $T_{i\phi.пр}$ – i сымдардың түрі бойынша нақты қызмет мерзімі, жыл;

$T_{н.пр}$ – сымдардың түрі бойынша нормативтік қызмет мерзімі, жыл;

$L_{i\phi.пр}$ – нақты қызмет мерзіміне бар өткізгіш сәйкес келетін i -сымның саны, км;

$L_{пр}$ – сымдардың жалпы ұзындығы, км;

Нормативтік қызмет мерзімінен асқан кезде Нормативтік қызмет мерзіміне тең мәнді қабылдау қажет.

3) оқшаулағыш компонентінің тозу деңгейі анықталады

$$F_{из} = \frac{K_{из} \cdot 100}{\sum_i (N_{из} \cdot T_{н.из})} \cdot \sum_i^n (T_{i\phi.из} \cdot N_{i\phi.из})$$

$T_{i\phi.из}$ – i оқшаулағыштың түрі бойынша нақты қызмет мерзімі, жыл;

$T_{н.из}$ – оқшаулағыштың түрі бойынша нормативтік қызмет мерзімі, жыл;

$N_{i\phi.из}$ – оқшаулағыштың компоненттің нақты қызмет мерзімі бойынша i саны;

$N_{из}$ – ӘЖ-ндегі ілінген оқшаулағыштардың саны, дана;

Нормативтік қызмет мерзімінен асқан кезде Нормативтік қызмет мерзіміне тең мәнді қабылдау қажет.

12. Әуе электр беру желісінің табиғи тозуы конструктивтік құрауыштардың тозу деңгейлерін қосу арқылы анықталады

$$F_{BL} = F_{on} + F_{np} + F_{uz}$$

13. Пайдаланылатын ұйымның барлық әуе электр беру желілерінің орташа табиғи тозуы олардың орташа арифметикалық мәнін есептеу жолымен анықталуы мүмкін

$$F_{\sum BL} = \frac{\sum F_{BL}}{N_{BL}}$$

мұндағы F_{BL} – әуе электр беру желісінің табиғи тозуы, %.

N_{BL} – ұйым пайдаланылатын кернеуінің барлық сыныптарындағы электр берудің әуе желілерінің саны, дана.

5-тарау. Электр берудің кабельдік желілерінің табиғи тозуын есептеу

14. Кабельдік электр желісінің табиғи тозуын есептеу келесідей жүргізілуі мүмкін берілісінің кабельдік желілерінің табиғи тозуын есептеу былайша жүргізілуі мүмкін:

$$F_{KL} = \frac{100}{\sum_i (L_{KL} \cdot T_{n,kl})} \cdot \sum_i^n (T_{i\phi,kl} \cdot L_{i\phi,kl})$$

$T_{n,kl}$ – күштік кабелінің түрі бойынша нормативтік қызмет ету мерзімдері, жыл;

$T_{n,kl}$ – кабельдің түрі бойынша нормативтік қызмет мерзімі, лет

$L_{i\phi,kl}$ – іс жүзіндегі қызмет ету мерзіміне сәйкес келетін i -ші күштік кабелінің ұзындығы, м;

L_{kl} – күштік кабелінің жалпы ұзындығы, м.

Нормативтік қызмет мерзімінен асқан кезде Нормативтік қызмет мерзіміне тең мәнді қабылдау қажет.

15. Пайдаланылатын ұйымның барлық кабельдік электр беру желілерінің орташа табиғи тозуы олардың орташа арифметикалық мәнін есептеу арқылы анықталуы мүмкін

$$F_{\sum KL} = \frac{\sum F_{KL}}{N_{KL}}$$

мұндағы F_{KL} – электр берілісінің кабель желісінің табиғи тозуы, %.

N_{KL} – ұйымның пайдаланылатын барлық кернеу класындағы электр берілісінің кабель желілерінің саны, дана.

6-тарау. Кіші станциялар жабдығының табиғи тозуын есептеу

16. Кіші станциялар жабдықтарының табиғи тозуын есептеу келесідей жүргізілуі мүмкін:

1) жабдықтың тозу деңгейі анықталады

$$F_{об} = \frac{100}{N_{i.об} \cdot T_{ин.об}} \cdot \sum_i (T_{иф.об} \cdot N_{иф.об})$$

мұндағы $T_{иф.об}$ – i -ші жабдықтың нақты қызмет ету мерзімі, жыл;

$T_{ин.об}$ – i -ші жабдықтың нормативтік қызмет ету мерзімдерінің ең көбі, жыл;

$N_{иф.об}$ – нақты қызмет ету мерзіміне сәйкес келетін i -ші жабдық саны, дана;

$N_{i.об}$ – i жабдық саны, дана.

Нормативтік қызмет мерзімінен асқан кезде Нормативтік қызмет мерзіміне тең мәнді қабылдау қажет.

17. Пайдаланылатын ұйымның барлық КС жабдықтарының орташа табиғи тозуы олардың орташа арифметикалық мәнін есептеу жолымен анықталуы мүмкін

$$F_{\sum пс} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}}$$

мұндағы $F_{об}$ – КС жабдықтарының табиғи тозуы, %.

$N_{об}$ – ұйымның пайдаланылатын барлық кернеу сыныптарындағы КС жабдықтарының саны, дана.

18. Пайдаланылатын ұйымның барлық КС жабдықтарының орташа табиғи тозуы олардың орташа арифметикалық мәнін есептеу жолымен анықталуы мүмкін

$$F_{\sum PC} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}}$$

мұндағы $F_{об}$ – КС жабдықтарының табиғи тозуы, %.

$N_{об}$ – ұйымның пайдаланылатын барлық кернеу сыныптарындағы КС жабдықтарының саны, дана.

7-тарау. Электр желілерінің негізгі қорларының жалпы табиғи тозуын есептеу

19. Электр желілерінің негізгі құралдарының тозуының жалпы деңгейін орташа арифметикалық есептеулер арқылы табамыз:

$$F = \frac{F_{\sum ВЛ} + F_{\sum КЛ} + F_{\sum ПС}}{3}$$

20. Активтердің бір түрі болмаған жағдайда, негізгі құралдардың тозуының жалпы деңгейінде ол ескерілмейді, сәйкесінше бөлгіштегі саны азаяды. Мысалы, кабель желісі, электр беру болмаған кезде негізгі құралдардың тозуының жалпы деңгейі мына формула бойынша есептеледі

$$F = \frac{F_{\sum ВЛ} + F_{\sum ПС}}{2}$$

8-тарау. Куәландыру мақсаттары мен міндеттері және оны жүргізу және парк ресурсын ұзарту мерзімділігі

21. Жабдықты пайдалану мерзімін ұзартуды зауыт (немесе басқа нормативтік-техникалық) құжаттамасында белгіленген қызмет ету мерзімі немесе электр желілері, негізгі электр жабдығы мен ЭБЖ объектілерінің нормативтік ресурсы аяқталғаннан кейін, бірақ егер дайындаушы зауыттың қызмет ету мерзімі туралы деректері болмаса, объектіні пайдалануға берген сәттен бастап 25 жылдан кешіктірмей жүргізуге болады.

22. Қызмет мерзімін ұзартуды диагностика, талдау, бақылау және техникалық жай-күйін бағалау арқылы толық техникалық куәландырудан кейін ғана жүргізуге болады.

23. Технологиялық куәландыру қолданыстағы нұсқаулықтарда, нормативтік-техникалық құжаттарда және Қазақстан Республикасының нормативтік құқықтық актілерде белгіленген мерзімдерде, бірақ 5 жылда кемінде

1 рет жүзеге асырылады.

24. Техникалық куәландыруды энергия объектісінің техникалық басшысы немесе оның орынбасары басқаратын энергия объектісінің комиссиясы жүргізеді. Комиссияға энергия объектісінің құрылымдық бөлімшелерінің басшылары мен мамандары, мамандандырылған және сараптамалық ұйымдардың мамандары енгізіледі.

25. Дайындаушы белгілеген нормативтік мерзімде жұмыс істеген жабдықты мамандандырылған ұйым тексереді. Сараптамалық тексеру жүргізу қорытындысы бойынша одан әрі пайдалану мерзімі айқындалады.

26. Техникалық куәландыру және сараптамалық тексеру нәтижелері Жабдықтың техникалық паспортына енгізіледі.

27. Жабдықтың (қондырғының) тозу деңгейінің белгілі бір индикаторы кезінде 80% пайызбен оған кем дегенде 3 жыл бұрын жақындаған кезде энергия кәсіпорындары жабдықтың немесе қондырғының тозған тораптарын ауыстыру, жаңарту жөніндегі іс-шараларды немесе жобаны тұтастай әзірлейді.

28. Жабдық 2 парктік ресурстармен жұмыс істеген кезде оны ауыстыру жүргізілуі мүмкін, бұл ретте жабдықты ауыстыруға дайындық ең жақсы қолжетімді технологияларды (өнімділік, сенімділік, ПӘК, экология және т.б.) қолдана отырып, алдын ала басталуы мүмкін.

29. Кәсіпорындарға жыл сайын жаңартылып, тозу деңгейін төмендету бойынша жоспар-бағдарлама әзірлеу ұсынылады, соның негізінде жабдықтарды күрделі жөндеу және негізгі құралдарды жаңарту жоспарлануы тиіс.

30. Негізгі жабдықтың тозуын азайту жөніндегі іс-шараларды әзірлеу кезінде осы Энергия беруші ұйымдардың негізгі электр желілік жабдығының тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік ұсынымдарды басшылыққа алу ұсынылады.

Энергия беруші ұйымдардың
негізгі электр желілік жабдығының
тозуын бағалау жөніндегі әдістемелік
ұсынымдарға қосымша

Негізгі жабдықтың тозу деңгейін есептеу үлгісі

1. Электр берудің әуе желілері үшін:

$N_{on} = 200$ дана, оның ішінде 150 тірек – 40 жыл, 25 тірек – 30 жыл, 25 тірек-10 жыл пайдалануда.

$L_{np} = 600$ км, оның 200 км – 40 жыл, 200 км – 30 жыл, 200 км – 30 жыл пайдалануда.

$N_{из} = 250$ оқшаулағыш, оның ішінде 150 оқшаулағыш – 30 жыл, 50 оқшаулағыш – 25 жыл, 50 оқшаулағыш – 10 жыл пайдалануда.

$$F_{on} = \frac{K_{on} \cdot 100}{\sum_i (N_{on} \cdot T_{н.он})} \cdot \sum_i (T_{iф.он} \cdot N_{iф.он})$$

$$= \frac{0,5 \cdot 100}{200 \cdot 30} \cdot (150 \cdot 30 + 25 \cdot 30 + 25 \cdot 10) = 45,83\%$$

$$F_{np} = K_{np} \cdot 100 \cdot \left(\frac{\sum_i (T_{iф.пр} \cdot L_{iф.пр})}{\sum_i (L_{np} \cdot T_{н.пр})} \right)$$

$$= 0,4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{(30 \cdot 200 + 30 \cdot 200 + 10 \cdot 200)}{(600 \cdot 30)} \right) = 31,1\%$$

$$F_{из} = \frac{K_{из} \cdot 100}{\sum_i (N_{из} \cdot T_{н.из})} \cdot \sum_i^n (T_{iф.из} \cdot N_{iиз.})$$

$$= \frac{0,1 \cdot 100}{(250 \cdot 25)} (150 \cdot 25 + 50 \cdot 25 + 50 \cdot 10) = 8,8\%$$

$$F_{ВЛ} = F_{on} + F_{np} + F_{из} = 45,83 + 31,1 + 8,8 = 89,73\%$$

ол сияқты, барлық ӘЖ бойынша тозуды анықтаймыз.

Мысалы, қалған 8 ӘЖ тозуы 65%, 57%, 85%, 76%, 89,73%, 42%, 53%, 61%, сонда

$$F_{\Sigma ВЛ} = \frac{\sum F_{ВЛ}}{N_{ВЛ}} = \frac{77 + 65 + 57 + 85 + 76 + 89,73 + 42 + 53 + 61}{9} = 67,30\%$$

2. Электр беру кабельдік желілерінің физикалық тозуын есептеу:

пайдаланылатын ұйымның барлық электр беру кабельдік желілерінің орташа физикалық тозуын олардың орташа арифметикалық мәнін есептеу арқылы анықтауға болады;

қағазға малынған оқшаулағышы бар қуат кабелі-500 км, оның ішінде 250 км пайдалануға 40 жыл, 250 км - 20 жыл;

тігілген полиэтиленнен оқшауланған Қуат кабелі - 300 км, оның 100 км – 20 жыл, 200 км-55 жыл;

$$F_{KL} = \frac{100}{\sum L_{KL} \cdot T_{н.кл}} \cdot \sum_i^n (T_{іф.кл} \cdot L_{іф.кл}) =$$

$$= \frac{100}{800 \cdot 50} \cdot \sum_i^n (30 \cdot 250 + 20 \cdot 250 + 20 \cdot 100 + 200 \cdot 50) = 38,75 \%$$

$$F_{\Sigma KL} = \frac{\sum F_{KL}}{N_{KL}} = \frac{38,75}{2} = 19,375\%$$

мұндағы F_{KL} – кабельдік электр желісінің физикалық тозуы, %.

N_{KL} – пайдаланылатын ұйымның барлық кернеу кластарындағы кабельдік электр желілерінің саны, дана.

3. Барлық кернеу класындағы КС үшін:

$N_{mp} = 5$ дана, оның ішінде 1 трансформатор – 20 жыл, 2 трансформатор – 15 жыл, 1 трансформатор – 12 жыл, 1 трансформатор – 19 жыл жұмыс істеді.

$$F_{mp} = \frac{100}{N_{mp} \cdot T_{н.мп}} \cdot \sum_i (T_{іф.мп} \cdot N_{іф.мп}) =$$

$$= \frac{100}{5 \cdot 25} \cdot (20 \cdot 1 + 15 \cdot 2 + 12 \cdot 1 + 19 \cdot 1) = 65\%$$

Сол сияқты, барлық жабдықтар бойынша тозуды анықтаймыз.

Мысалы, коммутациялық жабдықтың тозуы 54%-ды, реакторлар – 76%-ды, ток трансформаторлары 68%-ды құрады, сонда

$$F_{\Sigma PC} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}} = \frac{65 + 54 + 76 + 68}{4} = 65\%$$



БҰЙРЫҚ

ПРИКАЗ

№ 48-Н/В
31.01.2025

Астана қаласы

город Астана

**О внесении изменения в приказ
Министра энергетики Республики
Казахстан от 16 сентября 2020 года №311
«Об утверждении Методических
рекомендаций по оценке износа
основного электросетевого оборудования
энергопередающих организаций»**

В соответствии с подпунктом 3) статьи 65 Закона Республики Казахстан «О правовых актах», **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 сентября 2020 года №311 «Об утверждении Методических рекомендаций по оценке износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций» следующее изменение:

Методические рекомендации по оценке износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций, утвержденные указанным приказом, изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему приказу.

2. Департаменту развития электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан обеспечить в течение 3 (трех) рабочих дней размещение настоящего приказа на официальном интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан.

3. Настоящий приказ вступает в силу со дня его подписания.

Министр



А. Саткалиев

061749

Приложение
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от «31» 01 2025 года
№ 48-н/к

Утверждены
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 16 сентября 2020 года
№311

Методические рекомендации по оценке износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические рекомендации по оценке износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций (далее – Методические рекомендации) разработаны с целью обеспечения единого методологического подхода к определению уровня износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций и носят рекомендательный характер.

2. Настоящие Методические рекомендации применяются для определения физического износа объектов электрических сетей.

3. Методические рекомендации предназначены для специалистов энергопередающих, энергопроизводящих организаций и потребителей электрической энергии, осуществляющих расчет физического износа основного электросетевого оборудования.

4. В настоящих Методических рекомендациях изложены основные положения по определению физического износа линий электропередачи и оборудования подстанций для организаций, эксплуатирующих электрические сети, специалистов специализированных организаций, привлекаемых для обследования.

5. Для целей настоящих Методических рекомендаций применяются следующие основные понятия:

1) кабельная линия – линия для передачи электроэнергии или отдельных ее импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла;

2) оборудование подстанций – преобразователи электрической энергии, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства, расположенные на территории подстанции;

3) нормативный срок службы – период времени, в течение которого объект сохраняет работоспособность в пределах заданных параметров, а его стоимость полностью возмещается за счет амортизации;

4) проводниковый компонент – провода и грозозащитные тросы, а также отдельные изделия, расположенные на проводах и грозозащитных тросах в пролете опор и обеспечивающие надежное функционирование проводов и грозозащитных тросов;

5) физический износ – потеря стоимости объекта вследствие повреждений (дефектов), вызванных изнашиванием и разрушениями, связанных с условиями эксплуатации, ухода, под воздействием природно–климатических и других факторов;

6) опорный компонент – совокупность несущих элементов опорной конструкции и комплектующих устройств;

7) техническое освидетельствование – оценка технического состояния объектов (зданий, сооружений, оборудования) с целью определения уровня эксплуатации (интенсивности, качества, соответствия установленным нормам и правилам и т.п.), возможности дальнейшей эксплуатации и мер, необходимых для обеспечения надежной работы объектов; для электрооборудования и технологических схем проводится по истечении нормативного срока службы;

8) воздушная линия электропередачи (ВЛ) – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и подвешенным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. п.). За начало и конец воздушной линии электропередачи принимаются линейные порталы или линейные вводы распределительных устройств, а для ответвлений – ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод распределительных устройств;

9) электрические сети – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи электрической энергии.

Глава 2. Задачи оценки физического износа электрических сетей и определение нормативного срока службы элементов электрических сетей

6. Оценку физического износа электрических сетей можно провести по определению фактического отработанного срока службы элементов при установленном их нормативном сроке службы.

7. Нормативные сроки службы объектов электрической сети устанавливаются в соответствии с нормативными техническими документами,

документацией заводов-изготовителей оборудования или могут быть определены настоящими Методическими рекомендациями.

8. На основании нормативных технических документов, опыта эксплуатации, коэффициента нормы амортизации, могут быть установлены следующие нормативные сроки службы:

для компонентов воздушных линий электропередачи:

- 1) деревянные опоры – 30 лет;
- 2) железобетонные опоры – 50 лет;
- 3) стальные решетчатые опоры – 60 лет;
- 4) стальные многогранные опоры – 70 лет;

5) неизолированные провода в соответствии с ГОСТ 839 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия»;

- 6) самонесущие изолированные провода – 40 лет;
- 7) грозозащитные тросы – 45 лет;
- 8) линейная арматура – 40 лет.

9) изоляторы в соответствии с ГОСТ 30531-97 «Изоляторы линейные штыревые фарфоровые и стеклянные на напряжение до 1000 В. Общие технические условия», ГОСТ Р 55189 «Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия».

для кабельных линий электропередачи:

1) силовые кабели с пропитанной бумажной изоляцией в соответствии с ГОСТ 18410 «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия»;

2) силовые кабели с пластмассовой изоляцией в соответствии с ГОСТ 16442 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия»;

3) силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена – 30 лет.

для оборудования подстанций:

1) трансформаторы и автотрансформаторы в соответствии с ГОСТ 11677 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;

2) трансформаторы собственных нужд в соответствии с ГОСТ 11167 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия.»;

3) выключатели нагрузки в соответствии с ГОСТ 17717 «Выключатели нагрузки переменного тока на напряжение от 3 до 10 кВ. Общие технические условия»;

4) выключатели переменного тока в соответствии с ГОСТ 18397 «Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия»;

5) вакуумные элегазовые выключатели переменного тока в соответствии с ГОСТ 18397 «Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия»;

6) трансформаторы тока в соответствии с ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- 7) трансформаторы напряжения в соответствии с ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- 8) конденсаторы связи в соответствии с ГОСТ 15581 «Конденсаторы связи и отбора мощности для линий электропередач. Технические условия»;
- 9) разрядники вентильные в соответствии с ГОСТ 16357 «Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. «Общие технические условия»;
- 10) комплектная трансформаторная подстанция – 25 лет;
- 11) шины распределительных устройств, шинные опоры – 25 лет;
- 12) стационарные аккумуляторные батареи – 15 лет;
- 13) заземляющие устройства подстанции – 20 лет;
- 14) разъединители – 20 лет;
- 15) отделители – 20 лет;
- 16) короткозамыкатели – 20 лет;
- 17) ограничители перенапряжений – 20 лет;
- 18) высокочастотные заградители – 30 лет;
- 19) щиты постоянного тока – 25 лет;
- 20) щиты собственных нужд – 25 лет;
- 21) ячейки КРУН, КРУ, КРУЭ, ЗРУ – 25 лет.
- 22) стационарные конденсаторные батареи – 20 лет;
- 23) синхронные компенсаторы – 25 лет;
- 24) компрессорные установки – 25 лет;
- 25) фильтры присоединений – 25 лет;
- 26) выпрямительные устройства – 25 лет.

Глава 3. Определение весового коэффициента элементов воздушной линии электропередачи

9. Воздушные линии электропередачи подразделяются на четыре конструктивных компонента: опорный, проводниковый, изолированный и грозозащитный.

10. Весовой коэффициент опорного компонента может приниматься равным $K_{оп} = 0,5$.

Весовой коэффициент проводникового компонента может приниматься равным $K_{пр} = 0,4$.

Весовой коэффициент изоляторного компонента может приниматься равным $K_{из} = 0,1$

Глава 4. Расчет физического износа воздушных линий электропередачи

11. Расчет физического износа воздушной линии электропередачи может производиться следующим образом:

- 1) определяется уровень износа опорного компонента

$$F_{on} = \frac{K_{on} \cdot 100}{\sum_i (N_{on} \cdot T_{н.он})} \cdot \sum_i (T_{iф.он} \cdot N_{iф.оп})$$

где $T_{iф.он}$ – фактический срок службы i -ых опор по типу, лет;

$T_{н.он}$ – нормативный срок службы опор по типу, лет

$N_{iф.он}$ – количество i -ых опор с соответствующим фактическим сроком службы, шт;

$N_{он}$ – количество опор, установленных на ВЛ, шт.

При превышении нормативного срока службы необходимо принимать значение равное нормативному сроку службы;

- 2) определяется уровень износа проводникового компонента

$$F_{пр} = K_{пр} \cdot 100 \cdot \left(\frac{\sum_i (T_{iф.пр} \cdot L_{iф.пр})}{\sum_i (L_{пр} \cdot T_{н.пр})} \right)$$

где $T_{iф.пр}$ – фактический срок службы i -ых проводов по типу, лет;

$T_{н.пр}$ – нормативный срок службы по типу, лет;

$L_{iф.пр}$ – количество i -ого провода с соответствующим фактическим сроком службы, км;

$L_{пр}$ – общая протяженность проводов, км;

При превышении нормативного срока службы необходимо принимать значение равное нормативному сроку службы;

- 3) определяется уровень изолирующего компонента по формуле

$$F_{из} = \frac{K_{из} \cdot 100}{\sum_i (N_{из} \cdot T_{н.из})} \cdot \sum_i^n (T_{iф.из} \cdot N_{iиз.})$$

где $T_{iф.из}$ – фактический срок службы изолирующего компонента по типу, лет;

$T_{н.из}$ – нормативный срок службы изолирующего компонента по типу, лет;

$N_{iиз.}$ – количество i -ого изолирующих подвесок с соответствующим

фактическим сроком службы, шт.;

$N_{из}$ – количество изолирующих подвесок, установленных на ВЛ, шт.;

При превышении нормативного срока службы необходимо принимать значение равное нормативному сроку службы;

12. Физический износ всех воздушных линий электропередачи эксплуатируемой организации может быть определен путем суммирования значений

$$F_{ВЛ} = F_{он} + F_{пр} + F_{из}$$

13. Средний физический износ всех воздушных линий электропередачи эксплуатируемой организации может быть определен путем вычисления их среднеарифметического значения

$$F_{\sum ВЛ} = \frac{\sum F_{ВЛ}}{N_{ВЛ}}$$

где $F_{ВЛ}$ – физический износ воздушной линии электропередачи, %.

$N_{ВЛ}$ – количество воздушных линий электропередачи всех классов напряжения эксплуатируемой организации, шт.

Глава 5. Расчет физического износа кабельных линий электропередачи

14. Расчет физического износа кабельной линии электропередачи может быть произведен следующим образом:

$$F_{КЛ} = \frac{100}{\sum_i (L_{кл} \cdot T_{н.кл})} \cdot \sum_i^n (T_{iф.кл} \cdot L_{iф.кл})$$

где $T_{iф.он}$ – фактический срок службы i -ой силового кабеля по типу, лет;

$T_{н.кл}$ – нормативный срок службы силового кабеля по типу, лет;

$L_{iф.кл}$ – длина i -ой силового кабеля с соответствующим фактическим сроком службы, м.;

$L_{кл}$ – общая протяженность силового кабеля, м.

При превышении нормативного срока службы необходимо принимать значение равное нормативному сроку службы.

15. Средний физический износ всех кабельных линий электропередачи эксплуатируемой организации может быть определен путем вычисления их

среднеарифметического значения

$$F_{\sum_{KL}} = \frac{\sum F_{KL}}{N_{KL}}$$

где F_{KL} – физический износ кабельной линии электропередачи, %.

N_{KL} – количество кабельных линий электропередачи всех классов напряжения эксплуатируемой организации, шт.

Глава 6. Расчет физического износа оборудования подстанций

16. Расчет физического износа оборудования подстанций может быть произведен следующим образом:

- 1) определяется уровень износа оборудования

$$F_{об} = \frac{100}{N_{i.об} \cdot T_{ин.об}} \cdot \sum_i (T_{иф.об} \cdot N_{иф.об})$$

где $T_{иф.об}$ – фактический срок службы i -ого оборудования, лет;

$T_{ин.об}$ – наибольший из нормативных сроков службы i -ого оборудования, лет;

$N_{иф.об}$ – количество i -ого оборудования с соответствующим фактическим сроком службы, шт;

$N_{i.об}$ – количество i -ого оборудования, шт.

При превышении нормативного срока службы необходимо принимать значение равное нормативному сроку службы.

17. Средний физический износ всего оборудования ПС эксплуатируемой организации может быть определен путем вычисления их среднеарифметического значения

$$F_{\sum_{ПС}} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}}$$

где $F_{об}$ – физический износ оборудования ПС, %.

$N_{об}$ – количество оборудования ПС всех классов напряжения эксплуатируемой организации, шт.

18. Средний физический износ всего оборудования ПС эксплуатируемой организации может быть определен путем вычисления их среднеарифметического значения

$$F_{\Sigma ПС} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}}$$

где $F_{об}$ – физический износ оборудования ПС, %.

$N_{об}$ – количество оборудования ПС всех классов напряжения эксплуатируемой организации, шт.

Глава 7. Расчет общего физического износа основных фондов электрических сетей

19. Общий уровень износа основных средств электрических сетей находим путем среднеарифметических вычислений:

$$F = \frac{F_{\Sigma ВЛ} + F_{\Sigma КЛ} + F_{\Sigma ПС}}{3}$$

20. В случае отсутствия одного из вида активов, то в общем уровне износа основных средств он не учитывается, соответственно сокращается количество в знаменателе. Например, при отсутствии кабельной линии, электропередачи, общий уровень износа основных средств рассчитывается по формуле

$$F = \frac{F_{\Sigma ВЛ} + F_{\Sigma ПС}}{2}$$

Глава 8. Цели и задачи освидетельствования и периодичность его проведения и продления паркового ресурса

21. Продление срока эксплуатации оборудования можно провести по истечении установленного заводской (или другой нормативно-технической) документацией срока службы или нормативного ресурса объектов электросетей, основного электрооборудования и ЛЭП, но не позднее 25 лет с момента ввода объекта в эксплуатацию, если нет данных завода-изготовителя о сроке службы.

22. Продления срока службы можно провести только после полного технического освидетельствования с диагностикой, анализом, контролем и оценкой технического состояния.

23. Технологическое освидетельствование осуществляется в сроки, установленные действующими инструкциями, нормативно-техническими документами и нормативными правовыми актами Республики Казахстан, но не реже 1 раз в 5 лет.

24. Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, специалисты специализированных и экспертных организаций.

25. Оборудование, отработавшее нормативный срок, установленный изготовителем, обследуется специализированной организацией. По итогам проведения экспертного обследования определяется срок дальнейшей эксплуатации.

26. Результаты технического освидетельствования и экспертного обследования заносятся в технический паспорт оборудования.

27. При определенном индикаторе уровня износа оборудования (установки) в процентах 80 % при приближении, к которому не менее чем за 3 года энергопредприятия разрабатывают мероприятия или проект по замене, обновлению изношенных узлов оборудования или установки в целом.

28. При достижении наработки оборудованием 2-х парковых ресурсов может быть проведена его замена, при этом подготовку к замене оборудования может быть начата заблаговременно с применением наилучших доступных технологий (производительность, надежность, КПД, экология и т.д.).

29. Предприятиям рекомендуется разработать план-программу по снижению уровня износа с ежегодным обновлением, исходя из которого, должны планироваться капитальные ремонты оборудования и обновления основных фондов.

30. При разработке мероприятий по уменьшению износа основного оборудования рекомендуется руководствоваться данными Методическими рекомендациями по оценке износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций.

Приложение
к Методическим рекомендациям
по оценке износа основного
электросетевого оборудования
энергопередающих организаций

Пример расчета уровня износа основного оборудования

1. Для воздушных линий электропередачи:

$N_{оп} = 200$ шт, из них 150 опор в эксплуатации 40 лет, 25 опор – 30 лет, 25 опор-10 лет.

$L_{пр} = 600$ км, из них 200 км в эксплуатации 40 лет, 200 км – 30 лет, 200 – 10 лет.

$N_{из} = 250$ шт, из них 150 изоляторов в эксплуатации 30 лет, 50 изоляторов – 25 лет, 50 изоляторов – 10лет.

$$F_{оп} = \frac{K_{оп} \cdot 100}{N_{оп} \cdot T_{н.оп}} \cdot \sum_i (T_{iф.оп} \cdot N_{iф.оп})$$

$$= \frac{0,5 \cdot 100}{200 \cdot 30} \cdot (150 \cdot 30 + 25 \cdot 30 + 25 \cdot 10) = 41,6\%$$

$$F_{пр} = K_{пр} \cdot 100 \cdot \left(\frac{\sum_i (T_{iф.пр} \cdot L_{iф.пр})}{L_{пр} \cdot T_{н.пр}} \right)$$

$$= 0,4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{(30 \cdot 200 + 30 \cdot 200 + 10 \cdot 200)}{(600 \cdot 30)} \right) = 22\%$$

$$F_{из} = \frac{K_{из} \cdot 100}{\sum_i (N_{из} \cdot T_{н.из})} \cdot \sum_i^n (T_{iф.из} \cdot N_{iиз.})$$

$$= \frac{0,1 \cdot 100}{(250 \cdot 25)} (150 \cdot 25 + 50 \cdot 25 + 50 \cdot 10) = 8,8\%$$

$$F_{ВЛ} = F_{он} + F_{пр} + F_{из} = 45,83 + 31,1 + 8,8 = 89,73\%$$

аналогично определяем износ по всем ВЛ;

например, износ остальных 8 ВЛ составил 65%, 57%, 85%, 76%, 89,73%, 42%, 53%, 61%, тогда

$$F_{\Sigma ВЛ} = \frac{\sum F_{ВЛ}}{N_{ВЛ}} = \frac{77 + 65 + 57 + 85 + 76 + 89,73 + 42 + 53 + 61}{9} = 67,30\%$$

2. Расчет физического износа кабельных линий электропередачи:

средний физический износ всех кабельных линий электропередачи эксплуатируемой организации может быть определен путем вычисления их среднеарифметического значения;

силовой кабель с бумажно-пропитанной изоляцией - 500 км, из них 250 км в эксплуатации 40 лет, 250 км – 20 лет;

силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена – 300 км из них 100 км – 20 лет, 200 км – 55 лет;

$$F_{КЛ} = \frac{100}{L_{КЛ} \cdot T_{н.кл}} \cdot \sum_i^n (T_{iф.кл} \cdot L_{iф.кл}) =$$

$$= \frac{100}{800 \cdot 50} \cdot \sum_i^n (30 \cdot 250 + 20 \cdot 250 + 20 \cdot 100 + 200 \cdot 50) = 38,75 \%$$

$$F_{\Sigma КЛ} = \frac{\sum F_{КЛ}}{N_{КЛ}} = \frac{38,75}{2} = 19,375\%$$

где $F_{КЛ}$ – физический износ кабельной линии электропередачи, %.

$N_{КЛ}$ – количество кабельных линий электропередачи всех классов напряжения эксплуатируемой организации, шт.

3. Для ПС всех классов напряжения:

$N_{тр} = 5$ шт, из них 1 трансформатор в эксплуатации 20 лет, 2 трансформатора – 15 лет, 1 трансформатор – 12 лет, 1 трансформатор – 19 лет.

$$F_{mp} = \frac{100}{N_{mp} \cdot T_{н. mp}} \cdot \sum_i (T_{i\phi. mp} \cdot N_{i\phi. mp}) =$$

$$= \frac{100}{5 \cdot 25} \cdot (20 \cdot 1 + 15 \cdot 2 + 12 \cdot 1 + 19 \cdot 1) = 65\%$$

Аналогично определяем износ по всем оборудованьям ПС.

Например, износ коммутационного оборудования составил 54%, реакторов – 76%, трансформаторов тока – 68%, тогда

$$F_{\sum пс} = \frac{\sum F_{об}}{N_{об}} = \frac{65 + 54 + 76 + 68}{4} = 65\%$$