##### АННОТАЦИЯ

В данном проекте рассчитаны потери напряжения в тяговой сети с экранирующим и усиливающим проводами и без них на лимитирующем блок - участке для фидерной зоны Тернополь - Красне. Для этого же участка рассчитаны потери электроэнергии и коэффициент экранирующего действия, позволяющий оценить степень снижения магнитных влияний тяговой сети с ЭУП на смежные линии, показан экономический эффект от внедрения системы тягового электроснабжения с ЭУП на участке Тернополь - Красне, а также рассмотрен вопрос об эффективности использования дифференцированных тарифов.

Содержание

Введение

1. Описание системы тягового электроснабжения с экранирующими и усиливающими проводами

1.1. Конструктивные особенности устройства контактной сети с экранированным и усиливающим проводами

1.2. Изоляция и размещение экранирующего и усиливающего проводов

2. Расчет параметров тяговой сети напряжением 27,5кВсЭУП

2.1. Исходные данные

2.2. Расчет потерь напряжения в тяговой сети

2.3. Расчет коэффициента экранирующего действия

2.4. Расчет потерь электроэнергии в тяговой сети на участке Тернополь - Красне

3. Оплата электрической энергии по дифференцированным и одноставочным тарифам

4. Экономический эффект от внедрения системы ЭУП

на участке Тернополь - Красне Заключение

Список использованной литературы Приложение

# ВВЕДЕНИЕ

Первые участки электротяговой сети с обратными -экранирующими - и усиливающими проводами (ЭУП) появились на железных дорогах однофазного переменного тока частотой 50 Гц в России еще в конце 70-х годах эти провода на обоих путях подвешивали к траверсам с полевой стороны опор. Ближе к опоре на одном изоляторе монтировали образный провод, затем на минимально допустимом по условиям изоляции расстоянии на гирлянде из трех или четырех изоляторов - усиливающий провод, а на конце траверсы на гирлянде изоляторов - провод системы ДПР для электроснабжения нетяговых потребителей. Такое переоборудование электротяговой сети осуществлялось на действующих линиях без перерыва движения поездов.

К концу 80-тых годов протяженность переоборудованных участков превысила 500 км. Основными задачами, которые решались в то время, были снижение потерь электроэнергии в контактной сети, уменьшение электромагнитных влияний на смежные сооружения и линии связи, стабилизация уровня напряжения.

Экономия электроэнергии в отдельные годы на двухпутных участках достигала 25 тыс. кВт - час на каждом пути в год ( по сравнению с обычной контактной сетью), а электромагнитное влияние уменьшилось в 2 раза Использование электротяговой сети с усиливающими и обратными проводами позволило отказаться от применения отсасывающих трансформаторов, которые ранее были установлены на отдельных участках Северо-Кавказской и Горьковской дорог и устранить тем самым ряд неудобств и проблем, связанных с особенностями их эксплуатации.

В 90-тыегоды такая сеть получила распространение и в Европе в связи с развитием скоростных железных дорог Особенно интенсивно она внедряется в Германии, в частности на линиях Ганновер - Вюрцберн, Мангейм - Штутгардт; по которым движутся высокоскоростные экспрессы. Скоростной поезд, мощностью 8-16 МВТ представляет собой сосредоточенную нагрузку. Потребляемый ток значителен, поэтому необходимо, чтобы контактная сеть имело низкое сопротивление, стабильный уровень напряжения и не перегревалась током. Такие свойства может обеспечить именно тяговая сеть с усиливающими и обратными проводами при наименьших затратах

Следует отметить, что сфера экономически целесообразного применения тяговой сети с ЭУП значительно шире. Низкое сопротивление этой сети позволяет существенно увеличить расстояние между тяговыми подстанциями, а следовательно значительно уменьшить их число.

Все выше описанные преимущества были учтены при электрификации железнодорожного участка Тернополь - Красне, первой электрификации выполняемой на железных дорогах Украины

Данная дипломная работа и посвящена исследованию системы электротяги с ЭУП которая была применена на участке Тернополь - Красне.

**1. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ЭКРАНИРУЮЩИМИ И УСИЛИВАЮЩИМИ ПРОВОДАМИ.**

# 1.1. Конструктивные особенности устройства контактной сети с экранированным и усиливающим проводами.

Для наиболее эффективного использования системы электроснабжения контактной сети переменного тока напряжением 27,5 кВ с ЭУП необходимо максимальное сближение проводов цепной подвески с рельсовой цепью.

В основу разработки конструктивных особенностей схемы соединения проводов и элементов устройства ЭУФ (экранированный усиливающий фидер) положены следующие требования: обеспечение параллельной подвески проводов УП и ЭП на расстоянии 600-800 мм для исключения схлёстывания этих проводов в любых метеорологических условиях; обеспечение возможности ремонта каждого анкерного участка при пропуске поездов с опущенными токоприемниками; соблюдение электробезопасности при эксплуатационном обслуживании .необходимость одновременного размещения проводов ЭУФ с подвешиванием на тех же опорах контактной сети проводами другого назначения (ДЩ ЛЭП и пр.) ; обеспечение условий для электрической плавки гололеда, надежных условий работы рельсовых цепей СЦБ при обслуживании системы ЭУФ, а также автономной работы системы ЭУФ в пределах одного анкерного участка.

Для подвески проводов ЭУФ рекомендуется принимать типовой кронштейн КФД или КФДС. Провод ДПР, как наиболее легкий, расположен с краю. УП и ЭП имеют одинаковое натяжение, так как выполняются из проводов одной марки, и смещены по горизонтали и вертикали таким образом чтобы выдержать между ними расстояние 600 - 800мм. При таком расположение проводов УП и ЭП удобно присоединять электрические соединители провода УП к цепной подвеске в пролете. Разанкеровку провода УП выполняют по типу разанкеровке проводов ДПР (без устройства обводного соединителя) и совмещают с сопряжениями анкерных участков контактной подвески на одной из переходных опор. В местах установки электрических соединителей анкерных участков проводов УП соединяется с проводами цепной подвески продольными электрическими соединителями эквивалентного сечения (примерно через каждые 200-250 м). Кроме того, в середине анкерного участка устанавливается поперечный электрический соединитель. Таким образом, между проводом УП и контактной подвеской в пределах анкерного участка устраивается три электрических соединения.

При необходимости разделения перегонов на зоны для обеспечения ремонтных работ на контактной сети с пропуском электроподвижного состава опущенными токоприемниками на границе зон одно из сопряжений анкерных участков выполняется по нормативам изолирующего с разъединителем, отключающим зону на время проведения ремонтных работ. Все сопряжения анкерных участков при этом должны быть оборудованы для электрической плавки гололеда.

Экранирующий провод (ЭП), являясь параллельной частью тяговой рельсовой цепи подвешивается независимо от анкеровки цепной подвески и присоединяется к рельсам заземляющими двойными спусками через среднюю точку путевого дросселя-трансформатора согласно правилам присоединения устройств контактной сети к рельсовым цепям (см. рис. 1.1. )

Существует и другой способ заземления экранирующего провода. Экранирующий провод может быть заземлен на индивидуальные заземлители, смонтированные вблизи опоры контактной сети. Заземлитель выполняют из трех стальных стержней длиной 2м и толщиной 20 мм, соединенных друг с другом и расположенных на расстоянии 1-1,5м от опоры контактной сети. С экранирующим проводом его соединяют с помощью заземляющего спуска. Такие заземлители необходимо монтировать на расстоянии около 200м друг от друга у каждой четвертой опоры контактной сети. (При этом суммарное заземление не превышает 1,2 -1,4 Ом/км).

При таком способе заземления экранирующий провод вообще не соединяется с рельсом, что упрощает обслуживание рельсовых цепей. Кроме того этот провод может одновременно выполнять роль троса группового заземления опор, благодаря чему значительно упрощается эксплуатация электрифицированных участков, так как существенно уменьшается число заземляющих спусков и искровых промежутков на каждой опоре. Данный способ заземления подтвержден практикой.

Эксплуатация контактной сети с ЭУФ аналогична эксплуатации типовой контактной сети с усиливающими проводами. Однако, поскольку ЭП лишь на расстоянии 200 м от места его присоединения к рельсам может выполнять функции группового заземляющего, то за пределами этого расстояния одновременно с отключением заземлением контактной сети переносными заземляющими штангами заземляется на рельсы у места работ также и провод ЭП. При этом для исключения щунтирования заземляющей штангой полуобмотки дросселя-трансформатора ЭП у места присоединения его к рельсам выполняется секционированным посредством съемных перемычек, которые на время работ и заземления провода ДП на рельсы заземляющими штангами снимаются для исключения нарушения рельсовой цепи СЦБ.

Снятие перемычек производится при помощи предварительно установленных переносных шунтирующих штанг.

Ввиду достаточного количества путей на станциях и сечениях контактной сети с проводимостью не менее перегонной, провода ЭУФ в пределах станций не прокладываются.

**1.2.Изоляция и размещение экранирующего и усиливающего проводов**

Экранирующий провод равномерно и многократно заземленный по всей длине, в принципе можно подвешивать без изоляции. Однако в виду того, что фундаменты опор находятся под потенциалом «близкой земли», целесообразно подвешивать его на изоляторах, рассчитанных на напряжение рельсы - земля. Практически экранирующий провод крепят на одном подвесном изоляторе. Размещенный на том же кронштейне усиливающий провоз; подвешен на гирлянде из трех (четырех) изоляторов, что позволяет разнести усиливающий и экранирующий провода не только по горизонтали, но и по вертикали, а это снижает возможность их схлестывания.

В процессе разработки тяговой сети с ЭУП были проведены оптимизационные расчеты взаимного размещения экранирующего и усиливающего проводов по всему комплексу влияющих параметров и определены оптимальные расстояния. Так, расстояние между контактным проводом и усиливающим должно составлять 4.5м, между опорой и экранирующим проводом и между экранирующим и усиливающим проводами -0.7м (по горизонтали ); расстояние между усиливающим проводом и рельсами - 8,8 м, а между экранирующим и усиливающим проводом ( по вертикали ) - 0,4 м.

Возможно, использовать экранирующий провод в качестве грозозащитного троса, при этом высота его подвеса должна быть увеличена, что приводит к некоторому, весьма незначительному ухудшению электрических параметров и экранирующего действия.

**2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ТЯГОВОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 27, 5 KB С ЭУП**

**2.1 Исходные данные**

В качестве расчетного участка был принят участок *Тернополь - Красне.* Это двухпутный участок, имеющий двухстороннее питание. Участок питается от фазы «В».

Грузовое движение на данном участке небольшое ( 6 грузовых поездов в сутки ), поэтому в качестве расчетной был принят пассажирский поезд. Всего в сутки проходит 23 поезда в четном и 24 поезда в нечетном направлении. Участковая скорость - 68 км / ч.

Тип контактной подвески - М 95 + МФ - 100.

На тяговых подстанциях в Тернополе и Красне установлены трансформаторы мощностью 25 МВА.. В нормальном режиме в работе находится 1 трансформатор.

В качестве усиливающего и экранирующего проводов применены провода марки А-185.

**2.2 Расчет потерь напряжения в тяговой сети**

Известно, что уровень напряжения на токоприемнике электроподвижного состава на любом блок-участке железнодорожной линии должен обеспечить пропускную способность. При этом он не должен быть меньше 21 кВ при переменном токе напряжением 25 кВ. Однако на отдельных участках с разрешения MПC допускается напряжение 19 кВ.

Среднее напряжение на токоприемнике поезда на лимитирующем блок-участке можно определить по формуле:

UT = UО - UТП - UТС1-2 - UТС, (2.1.)

где Uo -напряжение холостого хода на шинах подстанции, кВ;

UТП - потери напряжения в эквивалентном сопротивлении подстанции, кВ;

UТС - средняя потеря напряжения в тяговой сети до токоприемника поезда за время движения его по лимитирующему блок-участку, кВ;

UТС1-2 - потери напряжения в контактной сети до токоприемника поезда на лимитирующем блок-участке, которые вызваны током в контактной сети соседнего участка, кВ.

Потерю напряжения в тяговой сети UТС при двустороннем питании участкка с узловым соединением контактных подвесок путей определим по формуле:

*l+LC*

UTC = ZTC IP\**lKO*\*(1- *lKO* )+

2\**l\*lC*

I2 \* n02

*lKO*

*l+lC*

I1(n01-1)

*+* [*l12* 1- *lKO* +*l22\** ]+ *lKO*(*l-lC*) ,(2.2)

*4\*l*

*2\*l*

*2\*l\*lC*

2(*l1+l2)*

где ZТС - сопротивление тяговой сети одного пути двухпутного участка,

#### Ом/км

Iр -средний ток поезда за время хода по лимитирующему блок-участку, А;

I1- средний ток поезда за время хода по четному пути межподстанционной зоны*.* А;

I2 - средний ток поезда за время движения по нечетному пути меж-

подстанционной зоны. А;

n01 - максимальное число поездов на четном пути межподстанционной

зоны;

n02 - тоже, на нечетном пути;

*lко -* расстояние от расчетной подстанции до середины лимитирующего блок-участка, км;

*l1 -* расстояние от расчетной подстанции донанала лимитирующего

блок-участка, км;

*l2* - расстояние от соседней подстанции до конца лимитирующего

блок-участка, км;

*lC -* расстояние от расчетной подстанции до поста секционирова-

ния,км;

*lK* - длина лимитирующего блок-участка.км;

*l* - длина межподстанционной зоны*,* км.

Потери напряжения до токоприемника поезда, находящегося на лимитирующем блок-участке, которые вызваны током в контактной сети соседнего пути можно определить по следующей формуле:

n02

*(l-lC)2*

*l+lc*

*lC*

UTC 1-2 = Z1-2\**lKO*\* I2\* [*lc*\* *- +* ] *+*

*l*

*4l*

*4l*

*2lKO*

*l-lC*

I*1\*n01\* ,* (2.3)

*4l*

где Z 1.2 - составное взаимное сопротивление тяговой сети двухпутного участка при раздельной работе подвесок. Ом / км;

Потеря напряжения в эквивалентном сопротивление подстанции для плеча, которое питается опережающей фазой (фазой b), определяется по формуле:

1

2

Uтп = Zтп\* \*Iоп - \*Iот , (2.4)

3

3

где ZТП - эквивалентное сопротивление тяговой подстанции, приведенное к числу витков тяговой обмотки трансформатора. Ом;

IОП - действующий ток опережающего плеча питания подстанции,А;

IОТ - действующий ток отстающего плеча питания подстанции, А

3\*U2ном

3\*UK\*U2ном

ZТП =3\*0.69\* + , (2.5)

SK

100\*Sном

где Uном - номинальное напряжение на шинах тяговой подстанции, кВ;

Shom - номинальная мощность трансформатора подстанции, МВА;

SK - мощность трехфазного КЗ на вводах в подстанцию, МВА.

Z1-2 = 0,8\* r1-2 +0,69\* x1-2, (2.6).

Схема для расчета данного участка представлена на рис.2.1.

Для расчета были приняты следующие значения:

*l* = 89,5 км;

*l*C = 47,5 км;

*lKO*= 44,75 км;

*lKO*=2км;

*l1=l2=(l-lK)/2=*43,5км;

ZTC =0,224 Oм / км (сопротивление тяговой сети с экранирующим и усиливающим проводами);

Z тс = 0,41 Ом / км ( сопротивление тяговой сети без экранирующих и

усиливающих проводов);

r 1-2 = 0,0550м /км; x1-2= 0,17 Ом /км; Z1  = 0,16 Ом /км;

UK = 10,5 ;Uном= 27,5 кВ; Sном =25 МВА;SK= 3800 МВA; ZТП = 6,57 Ом*,*

Примем Ip = 1,3 I1, I1 и I2 будем изменять от 80А до 110 А;

n01 и n02 от 1 до 10 ( поскольку участковая скорость поезда составляет 70км /ч, то при межпоездном интервале 8 мин. на заданной межподстанционной зоне одновременно может находиться не более 10 поездов).

Расчет потерь напряжения систем с экранирующим и усиливающим проводами и без них был выполнен с помощью специальной программы, названной tat.exe tatl.exe, в Турбобейсике. Текст программ см. в приложение 1. Распечатки результатов приведены в табл. 2.1. ~ 2.15

По результатам, приведенным в табл. 2. 1 - 2.15 , построены графики (см.рис.2.2-23)

Также степень снижения потерь напряжения в тяговой сети с ЭУФ можно определить коэффициентом

Ku=Z/ZЭУП , (2.7)

где Z - эквивалентное приведенное сопротивление тяговой сети при обычной системе питания. Ом / км;

ZЭУП -эквивалентное приведенное сопротивление тяговой сети с

ЭУП, Ом/км.

Таким образом, если Z = 0,41 Ом / км, а ZЭУП = 0,224 Ом / км, то КU =1,83.

Таким образом, потери напряжения в тяговой сети уменьшатся в 1,83 раза.

**2.3 Расчет коэффициента экранирующего действия**

Наличие заземленного экранирующего провода, расположенного вблизи контактной подвески, и усиливающего провода приводит к снижению напряженности электрического поля в окружающем пространстве, а следовательно, к уменьшению электрических влияний на смежные сооружения. Степень снижения этих влияний зависит от взаимного расположения тяговой сети и смежной линии. В отдельных случаях для получения наибольшего эффекта рекомендуется изменить геометрию подвески экранирующего провода на конкретном участке.

Снижение магнитных влияний тяговой сети с ЭУП на смежные линии можно оценить коэффициентом экранирующего действия:

КЭ = 1 - , (2.8)

IK

IЭ

где IЭ - ток, протекающий в контуре экранирующий провод – земля, А;

IK - ток, протекающий в контуре контактный провод - земля, А

Для определения величин токов IЭ, IK воспользуемся расчетной схемой, которая приведена на рис. 2.4.

На рис. 2.4. показана схема расположения проводов на опоре контактной сети для однопутного участка (в данном случае будем вести упрощенный расчет и считать, что влиянием второго пути на смежное сооружение можно пренебречь). В этой схеме контактный провод и несущий трос заменены одним эквивалентным проводом.

Нa рис. 2.4. использованы следующие обозначения:

ZK , ZY, ZЭ, ZP - соответственно сопротивления контуров: контактная подвеска - земля, усиливающий провод - земля, экранирующий провод - земля;

эквивалентный рельс-земля;

IK, IЭ, IУ, IР – соответственно токи : контактной подвески, усиливающего фидера, экранирующего провода, рельса;

zук, zуэ, zэк - соответственно сопротивления взаимной индукции между усиливающим проводом и контактной подвеской, усиливающим проводом и экранирующим проводом, и экранирующим проводом и контактной подвеской;

zкр, zур, zэр - соответственно сопротивления взаимной индукции между контактной подвеской и рельсами, усиливающим проводом и рельсами, экранирующим проводом и рельсами.

С погрешностью, не превышающей 1,5 % можно принять zкр= zур=zэр= zн. Это равносильно предположению, что ток рельсовой цепи индуктирует одинаковые по величине и фазе ЭДС во всех проводах тяговой сети и не оказывает влияния на распределение токов между ними.

Для этой схемы справедлива следующая система уравнений:

UK = IKZК +Iy Zук - IEZKE – IPZKP;

Uy = IyZy + IKZKY – IEZYE – IpZyp;

UE = IEZE + IPZEP – IKZEK – IYZYE  (2.9)

###### UP = IPZP + IEZEP – IKZKP – IYZYP;

где UK, Uy,UE, UP – падения напряжения на 1 км длины контуров соответственно контактная подвеска – земля, усиливающий провод – земля, экранирующий провод – земля, эквивалентный рельс – земля, В/км.

Сопротивления контуров проводник – земля и взаимной индукции ZМ между каждой парой таких контуров вычисляют соответственно по формулам:

Zпр – земля = Ro + 0.05 + j \*( 0.145lg   + 0.016 ), (2.10)

где Rо  - активное сопротивление провода длинной 1 км, Ом/км;

Dэ – эквивалентная глубина возврата тока в земле, м;

rпр – радиус провода, м.

, (2.11)

где f – частота тока, Гц;

yз – удельная проводимость земли, yз = 0,5\*10 – 3, См/м;

=4168 м.

, (2.12)

где D – расстояние между центрами двух проводников, м;

μо – магнитная постоянная, μо= 4π \* 10 – 7 Гн/м;

ω - угловая частота, ω = 2πf =2π \* 50 = 314 с - 1

Определенные по формулам (2. 10) и (2.12) значения сопротивлений, а также значения сопротивлений 1 км контактной подвески и рельсовой цепи, определенные в соответствии с [3] приведены в табл. 2.16.

Таблица 2.16.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Zук,**  **Ом/км** | **Zуз,**  **Ом/км** | **Zэк,**  **Ом/км** | **Zк,**  **Ом/км** | **Zэ,**  **Ом/км** | **Zр,**  **Ом/км** | **Zн,**  **Ом/км** |
| **0.05+j 0,472** | **0,05+J 0,58** | **0,05+j 0,483** | **0,094+J 0,284** | **0,211+j 0,404** | **0,11+j 0,252** | **0,05+j 0,354** |

Неизвестными в приведенной системе уравнений являются токи и падения напряжения. Однако известно, что Uк = Uу, Uэ = Uр вследствие параллельного соединения контуров.

Решая систему уравнений (2.9), получим соотношения, позволяющие расчитать распределение токов между отдельными элементами тяговой сети;

, (2.13)

, (2.14)

Пользуясь формулами (2.13), (2.14) можно написать:

 , (2.15)

Теперь можно подсчитать коэффициент экранирования, подставив значения сопротивлений, приведенных в табл.2.16.

В результате получим КЭ *=* 0,58

Для тяговой сети с ЭУП знамение коэффициента экранирования находится в пределах КЭ =0,55-0,6.

Таким образом, полученное знамение коэффициента экранирования удовлетворяет предъявленным требованиям и лежит в указанных пределах.

Эффект снижения магнитного влияния на смежные сооружения был подтвержден экспериментально . Хотя при этом следует отметить, что в качестве усиливающего и экранирующего проводов брались провода ДПР марки ПБСМ-50 и расстояние между ними было не 800 мм, 1.5 м. Но и в этом случае было замечено снижение магнитных влияний на смежные сооружения. Как уже отмечалось, мы вели расчет коэффициента экранирующего действия для однопутного участка. Следует отметить» что для двухпутных участков степень снижения магнитных влияний на 20 - 25 % выше вследствие наличия экранирующих проводов и на втором пути.

**2.4 Расчет потерь электроэнергии в тяговой сети на участке Тернополь - Красне**

Выполним расчет потерь энергии в тяговой сети для участка Тернополь - Красне для двух вариантов: тяговая сеть с применением ЭУП и тяговая сеть без применения ЭУП

Как упоминалось выше участок Тернополь - Красне является двухпутным участком с узловой схемой питания. Поэтому расчет потерь энергии для данного участка можно выполнить по следующей формуле:

Δ, (2.16)

где Т – расчетный период, Т =24 часа;

*Uном –* номинальное напряжение на токоприемнике поезда,

*Uном = 25 кВ;*

*t,tH*  - время движения поезда по межподстанционной зоне в четном, нечетном направлении соответственно, ч;

J- минимальный межпоезоной интервал, J = 8/60 = 0,133ч;

N, NH - средне суточное число поездов в четном, нечетном направлении соответственно, N = 24, NH = 23;

WT - потери электроэнергии на движение поезда по межподстанционной зоне за период Т, кВт \*ч.

При однотипных поездах, а это действительно так поскольку на участке в основном находятся пассажирские поезда, WT  можно определить по формуле:

 (2.17)

где W,Wн – потери электроэнергии на движение поезда в четном, нечетном направлении соответственно, кВт *\** ч

Потери электроэнергии на движение поезда в четном и нечетном направлении примем равными, поскольку тип подвески в четном и нечетном направлении одинаков, а ток поезда будем изменять в пределах Iп = 80-210 А с шагом 10А Таким образом

, (2.18)

где r - активное сопротивление тяговой сети , Ом / км

г == 0.149 *Ом I* км - активное сопротивление тяговой сети без ЭУП, а r = 0.086 См / км — активное сопротивление тяговой сети с ЭУП в соответствии с [ ] и [ ];

*l* - длина межподстанционной зоны, *l* = 89,5 км.

Также примем что t = tн = *l* / Vуч. = 89,5 / 68 = 1,31 ч. (Vуч = 68 км/ч – участковая скорость поезда).

Подставив данные в формулы (2.16) - (2.18) получим потери энергии за месяц на заданном участке. Для определения значений потерь энергии была использована программа tan.exe, текст которой приведен в приложении 1, а результаты ниже.

По полученным результат построим график, отражающий зависимость потерь энергии от величины тока, потребляемой поездом для тяговой сети с и без ЭУП

Степень снижения потерь энергии при использовании тяговой сети с ЭУП характеризуется коэффициентом

К = r/rэуп , К = 0,149/0,086 = 1,73.

Таким образом использование системы тягового электроснабжения с ЭУП позволяет обеспечить снижение потерь активной энергии до 1,73 раз.

**3. ОПЛАТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫМ И ОДНОСТАВОЧНЫМ ТАРИФАМ.**

Существующая ныне система учета и контроля расхода электрической энергии на железнодорожном транспорте основана на сложившейся в предыдущие годы системе, рассчитанной на низкую цену одного киловатт-часа.

При резком повышении тарифов на электроэнергию выявились условия, которые не позволяют с достаточной точностью и эффективностью вести денежные расчеты с энергосистемами и железнодорожными потребителями. К ним относятся:

- низкий класс точности счетчиков;

* высокий уровень коммерческих потерь;
* отсутствие автоматизированных систем учета электрической энергии.

Увеличение числа нетяговых потребителей, подключенных за 30-40 лет работы подстанций к их распредустройствам 10-35 кВ, изменило порядок расчетов за электрическую энергию на тягу поездов. Сейчас она вычисляется по разности сумм показаний счетчиков на вводах подстанций и показаний счетчиков нетяговых потребителей. При этом все неточности расчета относятся на тягу поездов.

При расчетах погрешностей энергии, учитываемой несколькими счетчиками на фидерах подстанции, используется известное выражение для дисперсий

, (3.1.)

где  *-* дисперсия суммарных расходов энергии по фидеру с номером *i,*

*Wi –* расход энергии по фидеру с номером *i,*

n - число фидеров.

Относительная погрешность равна

, (3.2)

Погрешности, вычисленные по этим формулам для W в реальных условиях, не превышают ± 2 % при классе точности счетчиков 2.

Погрешность вычислений энергии, расходуемой на тягу поездов, определяется по разности показаний по формуле

, (3.3)

где W - энергия вычисленная по счетчикам вводов подстанций;

*-* сумма энергий для n нетяговых фидеров с номерами 1 ,*2,*.....i.....n;

*-* дисперсия разности, полученная по счетчикам вводов и счетчикам отходящих фидеров.

Дисперсия

, (3.4)

Среднеквадратическое отклонение, вычисленное для существующих схем учета энергии, не должно превышать ± 4 % от W при классе точности счетчиков 2:

 , (3.5)

Погрешность Y может изменяться в больших пределах - от 1-2 *%,*

когда стремится к нулю и W = Wт (Wт - энергия тяги, равная энергии, учитываемой на вводах подстанции).

Когда , то Y стремится к бесконечности, однако в реальных условиях она не превышает 10% от .

Из-за механических причин индукционные счетчики во многих случаях недоучитывают энергию, поэтому при вычислениях «по разности показаний» значения энергии, расходуемой на тягу поездов, получаются завышенными.

В тоже время энергосистемы предъявляют повышенные требования к потребителям электрической энергии: устанавливаются пределы электропотребления активной и реактивной энергий, максимальные значения мощности в часы наибольшей загрузки энергосистемы, вводятся штрафные тарифы за нарушение накладываемых ограничений, устанавливаются пределы генерирования реактивной энергии.

Во всех этих случаях необходимо повышение точности учета электрической энергии. Многие требования, закладываемые в договоры на оплату электрической энергии, невозможно выполнить без внедрения системы автоматического контроля и учета электрической энергии. Автоматизация особенно нужна в случае оплаты по двухставочному или дифференцированному тарифу.

Приоплате по двухставочному тарифу необходимо следить за максимальной мощностью в часы наибольшей нагрузки энергосистемы и по ней определять заявленную мощность Рз. Максимальные значения заявленной мощности и коэффициента максимума Км, выше которых оплата по одноставочному тарифу меньше, чем по двухставочному, рассчитывается по формулам:

 (3.6)

 (3.7)

где Со - одноставочный тариф за активную электрическую энергию, грн./кВт\*ч;

С - плата за один киловатт заявленной мощности, грн. / кВт;

Сd - оплата за активную энергию при двухставочном тарифе,

грн./кВт\*ч,

Т - интервал времени, для которого рассчитывается Рз, ч;

W- расход энергии за время Т, кВт\*ч.

Таким образом, величины Км и Рз зависят от значений тарифных ставок.

Плата за электроэнергию при дифференцированном тарифе буцет определятся выражением

 , (3.8)

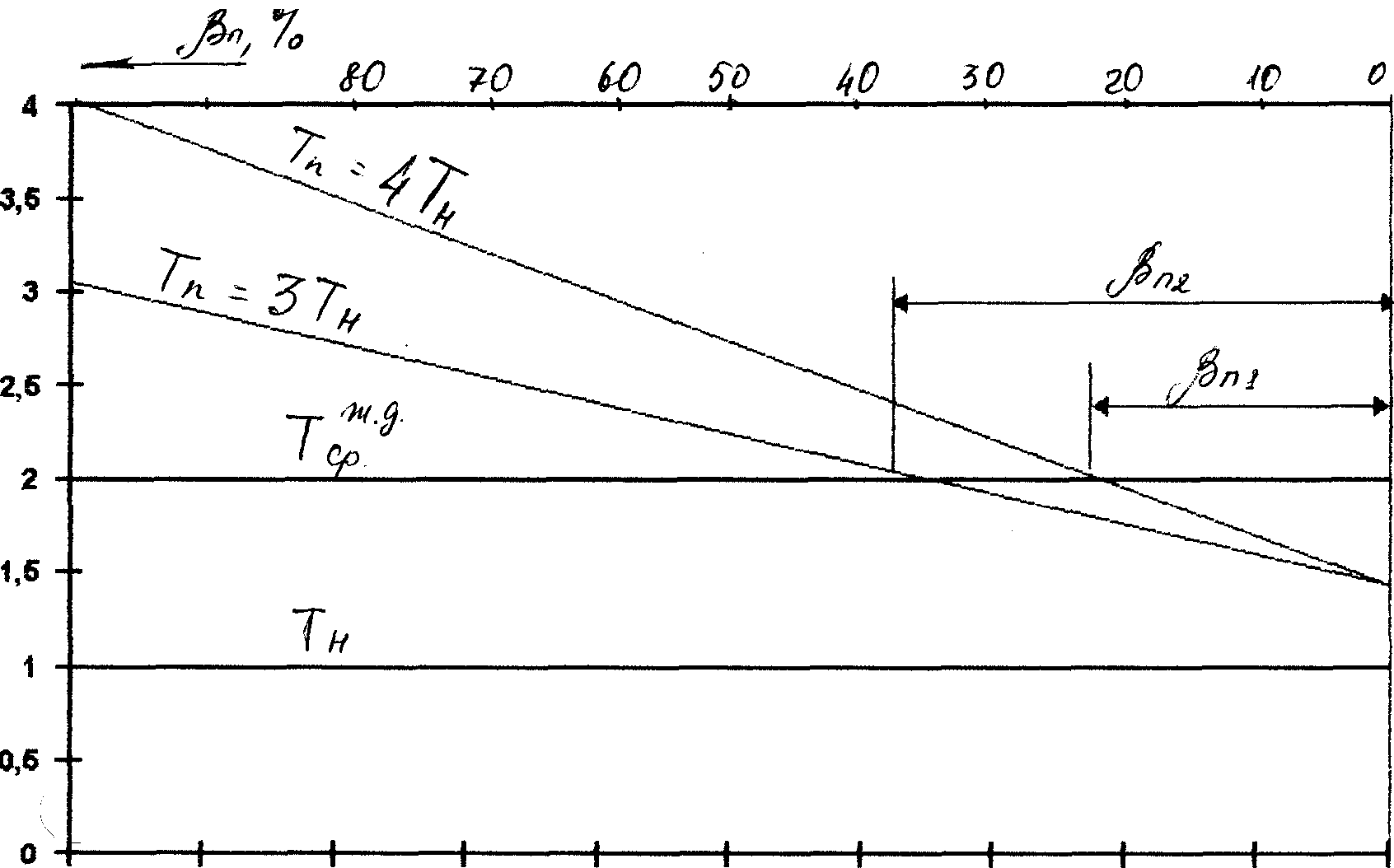
где Тn ,Тnn, Тн - тарифные ставки в пиковом, полупиковом и ночном периодах нагрузки, грн. / кВт \*ч;

Wn ,Wnn, Wh - потребление энергии в пиковый, полупиковый и

ночной периоды нагрузки, кВт\*ч.

Тариф Тн рассчитывается по затратам энергии на топливо, Tnn -принимается равным среднему по энергосистеме Тср., который расчитывается по общим затратам энергосистемы и электропотреблению за предыдущий период, а Тn определяется вычислением и зависит как от ставок Tnn , Тcр, Тн, так и от соотношений электропотребления по времени суток βн, βnn, βn .

Тариф Тn может в несколько раз превышать тариф Тн . В этом случае при измерении электропотребления по зонам суток осредненная дифференцированная тарифная ставка будет значительно изменяться. Изменение тарифной ставки удобно проследить по рис. 3.1., где рассмотрены два случая: 1)Тn = 4Тн, Тcр. = 2Tн; 2) Тn = 3 Тн, Тср. = 2Тн. В обоих случаях βн  = βnn .



О 10 , 20 30 40 50 60 70 80 90 100

рис. 3.1.

Из рис. 3.1. видно, что потребитель электроэнергии должен регулировать электропотребление по времени суток, чтобы доля электропотребления в пиковой зоне не выходила за границы области, обозначенной на рис.3.1. βn1 (для первого случая). При уменьшении Тn от 4Тн до ЗТн ширина этой области увеличивается до βn2 (второй случай).

Если доля электропотребления в пиковой зоне βn в реальных условиях превысит указанные (расчетные) границы βn1 и βn2 , то плата за электроэнергию возрастет. Увеличение усредненного дифференцированного тарифа по сравнению со средним одноставочным железнодорожным тарифом в этом случае будет тем выше, чем выше кратность тарифа для пиковой зоны.

Оптовая продажа энергии не исключает дифференцированной оплаты за электроэнергию по времени суток и использования двухставочных тарифов при взаиморасчетах с мощными потребителями. Приведем величину тарифных ставок:

***зимние***

пиковые -800 –1000 , 1700 – 2000  - 0,008 $

полупиковый **-**600 - 800 , 1000 – 1700, 2000 - 2300 - 0,041$

ночной -23 00 - б00 -0,009$

***летние***

пиковые - 800 – 1100, 2000 – 2200 - 0,08$

полупиковый - 600 – 800, 1100 – 2000, 2200 – 2300 - 0,041$

ночной - 2300 – 600 - 0,009$

Анализ электропотребления показывает; что поиск энергосберегающих технологий перевозочного процесса на электрифицированных линиях и снижение потерь энергии необходимо проводить не только в направлении совершенствования электротяговых систем и режимов их работы, но и за счет формирования упорядоченного графика движения поездов, оперативного анализа и выравнивания электропотребления автоматическими системами управления, разумного использования тарифов при оплате за электроэнергию.

Анализ данных табл.3.1. показывает, что применение дифференцированных тарифов при расчете за электроэнергию для железных дорог без корректировки графика движения поездов невыгоден. Все же имеются варианты, когда более выгоден расчет по дифференцированным тарифам.

Так при измерении суточного электропотребления в течение отчетного периода (месяца) было зафиксировано несколько вариантов, когда оплата за потребленную электроэнергию по дифференцированным тарифам была более выгодна, чем оплата по существующим тарифам. Таким образом переход на дифференцированные тарифы будет выгоден для железных дорог только в случае пересмотра графика движения поездов.

Можно также показать, что в периоды малых нагрузок (грузопоток падает, а районная нагрузка в пределах средних значений), электропотребление железных дорог более равномерно, и это дает право на продолжение использования одноставочных тарифов.

В табл.3.1. и 3.2. приведены данные, полученные для тяговых подстанций Одесской железной дороги ( Знаменка, Шевченко, Фундуклеевка и Плетеный Ташлык др.)

**Оценка эффективности применения дифференцированных тарифов**

**Таблица 3.1.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата (число, месяц ) | Время | Расход эл. энергии , квт.ч | | | Стоимость эл. энергии , $ | | | | Стоимость эл. энергии при односта-вочном тарифе, $ |
| в тариф зоне А | в тариф зоне В | в тариф зоне С | в тариф. зоне А | в тариф. зоне В | в тариф. зоне С | суммар- ная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1.03.96 | 1610 | 60647,5 | 93142,5 | 49953,75 | 4652,51 | 3632,56 | 399,63 | 8684,89 | 7704,26 |
| 2.03. | 1547 | 45127,5 | 91533,75 | 57007,5 | 3519,95 | 3569,82 | 456,06 | 7545,83 | 7359,41 |
| 3.03 | 1600 | 53955 | 84892,5 | 45540 | 4208,49 | 3310,81 | 364,32 | 7883,62 | 7006,73 |
| 4.03. | 1513 | 43683,75 | 78622,5 | 41538,75 | 3407,33 | 1608,75 | 332,31 | 5348,39 | 4805,96 |
| 5.03. | 1423 | 63566,25 | 107951 | 66123,75 | 4958,17 | 4210,1 | 528,99 | 9697,26 | 9030,34 |
| 6.03. | 1513 | 48970 | 77302,5 | 35681,25 | 3841,7 | 3014,8 | 285,45 | 7141,95 | 6164,98 |
| 7.03. | 1423 | 40177,5 | 84191,25 | 39517,5 | 3133,85 | 3283,46 | 316,14 | 6733,45 | 6227,68 |
| 8.03 | 1500 | 41497,5 | 82541,25 | 45086,25 | 3236,81 | 3219,11 | 360,69 | 6816,61 | 6426,75 |
| 9.03. | 1500 | 44921,25 | 123956 | 37372,5 | 3503,86 | 4834,29 | 298,98 | 8637,13 | 7837,5 |
| 10.03. | 1500 | 58121,25 | 52305 | 41250 | 4533,46 | 2039,9 | 330 | 6903,36 | 5763,7 |
| 11.03. | 1527 | 71403,75 | 52016,25 | 70702,5 | 5569,49 | 6444,65 | 565,62 | 12579,7 | 7376,66 |
| 12.03 | 1500 | 41415 | 84067,5 | 44962,5 | 3230,37 | 3278,63 | 359,7 | 6868,7 | 6476,91 |
| 13.03 | 1520 | 51521,25 | 69341,25 | 38692,5 | 4018,66 | 2704,31 | 309,54 | 7032,51 | 6063,09 |
| 14.03 | 1б00 | 45746,25 | 84315 | 39352,5 | 3568,21 | 3288,29 | 314,82 | 7171,32 | 6437,72 |
| 15.03 | 1500 | 35392,5 | 61875 | 51810 | 2760,62 | 2413,13 | 414,48 | 5588,23 | 5664,95 |
| 16.03 | 1500 | 41250 | 96195 | 61875 | 3217,5 | 3751,16 | 495 | 7463,66 | 7574,16 |
| 17.03 | 1500 | 43188,75 | 107621,2 | 39352,5 | 3368,72 | 4197,21 | 314,82 | 7880,77 | 7226,18 |
| 18.03 | 1543 | 48221,25 | 97267,5 | 42693,75 | 3761,26 | 3793,43 | 341,55 | 7896,24 | 7150,94 |
| 19.03 | 1600 | 60802,5 | 88770 | 47808,75 | 4742,59 | 3462,03 | 382,47 | 8587,09 | 7500,49 |
| 20.03 | 1550 | 34815 | 91080 | 52470 | 2715,57 | 3552,12 | 419,76 | 6687,45 | 6777,87 |
| 21.03 | 1540 | 65546,25 | 53171,25 | 56718,75 | 5112,61 | 2073,68 | 453,75 | 7640,04 | 6666,58 |
| 22.03 | 1557 | 62411,25 | 120120 | 44220 | 4868,07 | 4684,68 | 353,76 | 9906,51 | 8616,55 |
| 23.03 | 1500 | 59688,75 | 79076,25 | 53336,25 | 4655,72 | 3083,97 | 426,69 | 8166,38 | 7299,85 |
| 24.03 | 1453 | 58080 | 107992,5 | 50696,25 | 4530,24 | 4211,71 | 405,57 | 9147,52 | 8237,21 |
| 25.03 | 1517 | 35475 | 85758,75 | 54532,5 | 2767,1 | 3344,59 | 436,26 | 6547,95 | 6679,12 |
| 26.03 | 1600 | 49500 | 124987,5 | 56512,5 | 3861,0 | 4874,51 | 452,1 | 9187,61 | 8778 |
| 27.03 | 1600 | 49500 | 103125 | 61875 | 3861,0 | 4021,88 | 495 | 8377,88 | 8151 |
| 28.03 | 1500 | 63813,75 | 39311,25 | 33206,25 | 4977,47 | 1533,14 | 265,65 | 6776,26 | 5180,59 |
| 29.03 | 1540 | 56223,75 | 102217,5 | 49747,5 | 4385,45 | 3986,48 | 397,98 | 8769,91 | 7911,17 |
| 30.03 | 1540 | 87656,25 | 86996,25 | 27472,5 | 6837,19 | 3392,85 | 219,78 | 10449,8 | 7680,75 |
| 31,03 | 1б20 | 68970 | 74085,0 | 63195 | 5379,66 | 2889,32 | 505,56 | 8774,5 | 7837,5 |

**Сравнительный расчет стоимости потребляемой электроэнергии на 6 тяговых подстанциях Одесской железной дороги на основании экспериментальной эксплуатации электронных счётчиков "Альфа".**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблица 3.2.** | | | | |
| Обобщенные | | данные за период 25.01- 30.06.96 года | | |
| Расход электроэнергии на тягу поездов тыс. Вт час | | | Стоимость электроэнергии на тягу поездов, $ | |
| По счетчикам Инпукц. "Альфа" | Сравнение  + - | | По счетчикам Ицдукц. "Альфа" | Сравнение + - % |

1. Существующий тариф ( $ 0.038 за 1 кВт час круглосуточно)

99251

97036

-2215

3771542 3687368 - 84174 -2.2

2. Дифференцированный за период времени тариф

2.1. Пиковый ($0.078 за 1 кВт час)

24323.9 1897264

2.2. Полупиковый ($0.039 за 1 кВт час)

46447.5 181453

23. Ночной ( $ 0,08 за 1кВт час)

26264.6 210117

**ВСЕГО**  97036

37711542 3918834 +147292 +3.9

Дополнительная оплата при расчётах по дифференцированным тарифам в сравнении с оплатой по действующим тарифам и учётом индукционными счётчиками составляет

$(3918834-37771542)= +147292,или 3.9%

При сравнении оплаты по дифференцированным и существующим тарифам по счётчикам "Альфа" разница Увеличивается:

$(3918834-3687368)= + 231466, или +6.3%

Проанализируем суточное потребление электроэнергии тяговой подстанцией Тернополь. В среднем электропотребление за сутки для тяговой подстанции составляет 2790 кВт\*ч.

График электропотребления в различных тарифных зонах (ночной, пиковой, полупиковой для зимнего периода) за сутки приведен на рис.3.2.

**Среднее потребление электрической энергии за сутки**

Если подсчитать стоимость электрической энергии при оплате по дифференцированным тарифам при существующем графике движения поездов по формуле (3.8.), то получим

Пдиф= 900\*0,08 + 1350 \* 0,041+540\* 0,009 = 132$.

Стоимость потребленной электрической энергии при оплате по дифференцированным тарифам

Подсчитав стоимость потребленной энергии с использованием одноставочного тарифа (1 кВт\*ч стоит 0.04 $ ), получим : Подностав. = 2790\* 0,04 = 111,6 $

Это подтверждает вывод о том, что использование дифференцированных тарифов выгодно лишь в случае пересмотра графика движения поездов, а следовательно и графика электропотребления.

Проанализируем график движения поездов на участке Тернополь-Красне. В основном по участку следуют пассажирские поезда . В сумме в четном и нечетном направление за сутки по участку проходит 47 пассажирских поездов и 6 электричек, итого 53 поезда. Грузовых поездов практически нет поэтому их учитывать не будем (к тому же в случае необходимости пропуска по участку грузовых поездов их можно безболезненно пустить в ночное время, когда стоимость за 1 кВт ч минимальная).

Как уже указывалось, с 800 - 1000, 17 00 - 20 00 действуют пиковые тарифы. Указанное время - это время, когда люди едут на работу и с работы (его желательно использовать для движения пригородного транспорта). С б00- 8 00, 10 00 - 1700, 2000-2300 действуют полупиковые тарифы, а с -2300- б00 – ночные. Таким образом, является целесообразным использование в большей степени времени действия полупикового и ночного тарифов.

Так, если обеспечить электропотребление так как это показано на рис.3.2. (чтобы в течение суток в пиковый период потреблялось 350 кВт ч энергии, в полупиковый 1600 кВт ч, а в ночной - 840 кВт ч) мы получим экономию при оплате за электрическую энергию в размере 11,6$ по сравнению с оплатой по одноставочным тарифам (оплата за электрическую энергию при предложенном варианте составит 100$ за сутки).

Подытожив все сказанное, приходим к выводу, что использование дифференцированных тарифов является выгодным лишь в случае пересмотра графика электропотребления. В противном случае для экономии денежных средств дистанциям электроснабжения надо искать другие варианты.

В целом уменьшение платы за электрическую энергию может быть достигнуто правильным заключением хозяйственным договоров на оплату электрической энергии во всех его разделах. Для этого необходимо:

* проанализировать электропотребление в течение года и оценить тарифы на оплату электрической энергии;
* по результатам расчетов и измерений определить ограничения мощности и энергии;
* проанализировать потребление реактивной энергии и плату за нее, возможности подключения компенсирующих устройств;
* Оценить качество электрической энергии и возможный ущерб от некачественного электроснабжения;
* сделать технико-экономическое обоснование применения новых средств учета энергии и методик взаиморасчетов;
* подготовить инженерные кадры, владеющие вопросами учета, отчетности и платы за электрическую энергию;
* выявить способы поощрения сотрудников за экономию денежных средств при оплате электрической энергии.

**4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭУП НА УЧАСТКЕ ТЕРНОПОЛЬ – КРАСНЕ**

Ориентировочная стоимость подвески ЭУП принята 9 тыс. грн. на 1 км, а дополнительного провода обратного тока - 5 тыс. грн. /км (по данным Государственного проектно - изыскательного института транспортного строительства «Киевгипротранс»).

Стоимость транзитной тяговой подстанции принята равной 2500 тыс. грн. Стоимость устройств внешнего электроснабжения была определена по схеме внешнего электроснабжения, разработанной Львовским филиалом института «Укрэнергосетьпроект».

Расчет стоимости дополнительных и исключаемых устройств приведен в табл.4.1.

Следует принять во внимание, что Тернополь - Красне не единственный электрифицированный участок на Львовской ж.д. , на котором была применена система с ЭУП. Также электрифицировались участки Гречаны-Тернополь и Жмеринка - Тернополь. Снижение затрат при внедрении системы ЭУП на участках Жмеринка - Гречаны - Тернополь - Красне составило 22,2 млн. / грн.

Таблица 4.1.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фидерная зона | Стоимость ЭУП млн-грн. | Стоимость исключаемых сооружений млн. грн. | | | Снижение затрат млн. /грн |
| тяговая подстанция | устройства ВЭС | ВСЕГО |
| Тернополь -Красне | 1,1 | 2,5 | 8,5 | 11 | 9,9 |

Потери электроэнергии в трансформаторах тяговых подстанций возрастают в связи с увеличением их загрузки, но этот рост компенсируется отсутствием потерь холостого хода в трансформаторах упраздняемых подстанций.

Потери электроэнергии в тяговой сети при существующих размерах движения на участке Тернополь - Красне составляют 1,3 млн. кВт ч / год. Следовательно стоимость потерь энергии составит 138 тыс. грн. в год. при системе питания с ЭУП без отсасывающих трансформаторов.

Потери электроэнергии в тяговой сети при тех условиях, но без ЭУП составляют 1,26 млн. кВт\*ч / год, а это 91 тыс. грн. в год.

Таким образом, мы видим, что потери электроэнергии в тяговой сети возрастают, что влечет за собой дополнительные денежные затраты в размере 47 тыс. грн. в год.

Затраты на дополнительные мероприятия по защите устройств всех видов связи от влияния электротяги при системе электроснабжения с ЭУП составит около 0.18 млн. грн на участке Тернополь - Красне.

Таким образом экономический эффект от внедрения системы ЭУП на участке Тернополь - Красне составит 9, 673 млн. грн.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной дипломной работы по теме: "Исследование системы электроснабжения с экранирующим и усиливающим проводами " были сделаны следующие выводы.

1. Применение системы тягового электроснабжения с экранирующими и усиливающими проводами позволяет снизить потери напряжения в тяговой сети до 1,83 раз, поскольку при подвесе экранирующего и усиливающего проводов сопротивление тяговой сети уменьшается.

2. Также использование тяговой сети с ЭУП позволяет уменьшить потери активной энергии до 1.73 раза

3. Тяговая сеть с экранирующими и усиливающими проводами позволяет снизить электромагнитное влияние на смежные сооружения и линии связи. Коэффициент экранирующего действия составил 0,58. При чем снижения магнитного влияния на двухпутных участках на 20 - 25 % выше вследствие наличия экранирующих проводов на обоих путях.

4. Использование дифференцированных тарифов при существующих графиках движения поездов на участке Тернополь - Красне является невыгодным. В случае же пересмотрения графика движения поездов, дифференцированные тарифы применять становится достаточно выгодным для дистанций электроснабжения. Особенно предпочтительным вариантом для дистанций электроснабжения будет пропуск поездов в течение действия полупикового и ночного тарифа Максимальное использование ночного времени для пропуска поездов по участку влечет за собой минимальные денежные затраты,

5. Недостатком предложенной системы тягового электроснабжения (с ЭУП) является увеличение перетоков мощности вследствие того, что сопротивление тяговой сети уменьшается. Для устранения этого явления предлагается использовать консольные схемы питания участка.

6. Экономический эффект от внедрения системы тягового электроснабжения с ЭУП на участке Тернополь - Красне составляет 9,673млн. грн.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Нормы технологического проектирования электрификации железных дорог ВНГП- 81 / МТС. Транспорт, 1983.

2. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог М Транспорт, 1982.

3. Справочник по электроснабжению железных дорог Том 1 / Под ред. К.Г.Марквардта. М: Транспорт, 1980.

4. Мирошниченко Р.И.Режимы работы электрифицированных участков. М; Транспорт, 1982.

7. MПC. Инструкция по расчету наличной пропускной способности железных дорог М:Транспорт, 1991.

8. Бесков. Б.А Проектирование систем энергоснабжения электрических железных дорог М: Транспорт, 1963.

9.Ивлев Ю.К. Розрахунок системи тягового електропостачання. Методичні вказівки до курсового проектування. Дншропетровськ, 1993.

10.А.С. Бочев, Т. П. Добровольские, В.А. Мишель. Эффективность экранирующих проводов многопроводной тяговой сети переменного тока.

11. Тяговая сеть переменного тока с экранирующими и усиливающими проводами/А. С. Бочев, Т. П. Добровольские, С. Д. Соколов и др. Электрификация и энергетическое хозяйство (ЦНИИТЭИМПС), 1986.с.4-26.

12. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М. Транспорт. 1982.

13. Вопросы расчета, технической диагностики и автоматического управления систем электроснабжения. / Межвузовский тематический сборник, вып. 162. г Ростов - на - Дону, 1981.

14.А.С.Бочев, B. B. Мунькин, Е.П. Фигурнов. Электротяговая сеть с усиливающими и обратными проводами.//Железные дороги мира- 1997-№ 11 - с. 8-12.

15. Современные проблемы электрификации железных дорог России: Сборник научных трудов. - Санкт - Петербург, 1998, с. 124.

16. Контактная подвеска, типа Re 330. //Железные дороги мира -1996-№6,с.27-32.

17. Опыт использования линий обратного тока. // Железные дороги мира - 1995 - №б, с.30 - 32.

18. Провода обратного тока на линии Магдебург - Мариенборн // Железные дороги мира - 1995 - № 6, с.32 - 36.

19. Применение проводов обратного тока на линии Мадрид - Севилья.// Железные дороги мира - 1995 - № б, с. 36 -39.