

УДК 621.315

В.В. Шевченко<sup>1</sup>, С.М. Цурак<sup>1</sup>, И.Я. Лизан<sup>2</sup><sup>1</sup>Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков<sup>2</sup>Украинская инженерно-педагогическая академия, Артемовск

## ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЛЭП С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

*Предложен анализ и указаны преимущества замены проводов марки АС на СИП, указаны возможные конструктивные решения, марки этих проводов, проведен расчет срока окупаемости такой замены, выполнен механический расчет провеса СИП с учетом климатических особенностей Украины.*

*самонесущие изолированные провода, сталеалюминевые провода, провес, натяжение*

### Вступление

**Постановка проблемы.** Большое значение в создании энергосистемы страны имеет надежность работы электрических станций и подстанций, электрических сетей, объединяющих в единое целое всю энергетику Украины – мощный, сложный и разносторонний комплекс, обеспечивающий промышленность, сельское хозяйство, транспорт и быт населения необходимыми энергоресурсами. Надежность работы энергетического комплекса – определяющий фактор стабильного развития национальной экономики и безопасности государства. При этом надежность системы энергоснабжения (СЭС) важна во всем диапазоне напряжений. Для городского хозяйства наиболее важны сети до 1 кВ. Но именно они на сегодняшний день наиболее изношены и требуют немедленной модернизации, причем с использованием новых достижений. В частности, целесообразно проанализировать возможность (преимущества и недостатки) применения самонесущих изолированных проводов (СИП).

**Анализ литературы.** Провода марки СИП – новое направление. Поэтому информация получена из нормативных документов, отдельных статей, информации из сайтов Internet, где размещена информация заводов-изготовителей и отдельные материалы конференций [1 – 4].

**Цель статьи** – проанализировать возможную альтернативу сталеалюминевым проводам в обеспечении СЭС городов Украины при проведении их модернизации. Рассмотреть особенности прокладки СИП по опорам и зданиям, провести ориентировочную оценку материальных затрат при прокладке СИП, рассчитать срок окупаемости такого решения. Рассчитать механическую надежность СИП с точки зрения возможности использования ранее установленных опор, сохранения расстояния между опорами по значению величины провеса проводов.

### Основная часть

Качественное строительство системообразующих линий электропередач с напряжением 330—750 кВ, связывающих все основные генерирующие мощности, распределительные сети и промышленного потребителя, обеспечивает качественную работу энергосистемы, взаимодействие с энергосистемами других стран, обеспечивает экспорт и импорт электроэнергии. Но значительный интерес имеет и поддержание высоких стандартов жизни граждан Украины, т.е. обеспечение надежной работы низковольтных сетей (0,4 и 6 кВ), обеспечивающий бытового потребителя.

К наиболее эффективным направлениям развития объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины разработчики долгосрочной программы относят: продление срока эксплуатации действующего оборудования за счет его модернизации, проведение реконструкции с внедрением новых технологий; повышение их энергетических характеристик; снижение потерь во всех элементах энергосистемы; внедрение новых инженерных решений при проведении работ по реконструкции.

Для повышения надежности и улучшения качества работы системообразующей сети ОЭС Украины выполняются целевые технические программы. Например, в НЭК «Укрэнерго» разработана и успешно реализуется программа реконструкции и модернизации магистральных электросетей на период до 2010 г., которой предусмотрена замена изношенного оборудования исключительно на современные его виды, включая элегазовые и вакуумные коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, полимерную изоляцию, микропроцессорные и цифровые приборы релейной защиты и противоаварийной автоматики. Для ВЛЭП предлагается использовать грозозащитные тросы с вмонтированными оптоволоконными кабелями связи, современные аккумуляторные батареи, автотрансформаторы,

шунтирующие реакторы, изолированные провода и т.д.

Для бытового потребителя, для городского энергохозяйства наиболее важно состояние ВЛЭП низких напряжений. Линии электропередач до 1 кВ требуют немедленной реконструкции и модернизации по всей Украине, т.к. с 90-х годов не проводились в полном объеме капитальные ремонты, что привело к значительному физическому и моральному износу электрических сетей. Особенно остро стоит этот вопрос для городских сетей из-за исторически сложившейся большой протяженности линий, отсутствия дополнительных источников питания, роста нагрузок у населения, массового воровства электроэнергии.

Но следует проводить не только физическое обновление, но и принимать новые инженерно-технические решения. Необходимость этого определяется еще и тем, что для всех низковольтных электросетей основной является задача уменьшения потерь электроэнергии. На примере Дебальцевского районных электросетей (РЭС) ОАО «Донецкоблэнерго» можно сказать, что потери электроэнергии в зимний период составляют более 50%. В основном это связано с тем, что в городе нет газа, люди пользуются электроэнергией как средством для обогрева, так и для приготовления пищи. Но в том же городе есть микрорайоны с еще большими потерями электроэнергии: отключение неплательщиков в таких районах желаемого эффекта не приносит – они осуществляют хищение электроэнергии непосредственно с опор магистральных линий. Кроме материальных затрат из-за того, что от неправильного подключения провод быстро изнашивается, РЭС несет еще дополнительные потери, т.к. весь ремонтный персонал вынужден заниматься контрольной и энергосбытовой работой, предотвращением кражи. Не выполняются годовые графики текущих и капитальных ремонтов, сопутствующие работы, в частотности, не выполняется обрезка ветвей деревьев. Дебальцевский РЭС несет убытки от компенсации расходов у населения: из-за обрывов и более интенсивного захлеста проводов выходят из строя электробытовые приборы и РЭС вынуждены возмещать материальный ущерб.

Для электрических сетей п. Мироновский в 2002 г. коммерческие потери по сетям составляли в зимнее время – 42%, в летнее время – 22,07%, (по данным Дебальцевского РЭС). В 2004 г. в этом поселке были проведены работы по выносу приборов учёта на фасад домостроений, замене вводов на коаксиальный провод, и замене индукционных счётчиков на электронные, в результате чего потери снизились до 16,63% в зимнее время и до 12,43% в летнее время, [1]. Ожидается дальнейшее снижение потерь при замене «голового» провода на СИП за счет

уменьшения технологических потери в воздушных линиях. При замене в воздушных ЛЭП «голых» проводов, например, марки АС, на изолированные провода решаются следующие задачи:

1) увеличение сечения проводов, что следует сделать из-за роста нагрузок у потребителей. При этом не нужно проводить замену опор, усложнять арматуру и изоляторы;

2) устройство вводов в жилые дома частной застройки изолированным проводом, например, коаксиальным проводом АВКсш, исключает возможность отбора (воровства!) электроэнергии до приборов учета;

3) сокращение полосы отчуждения и охранных расстояний от деревьев, зданий и других сооружений для установления опор ВЛЭП;

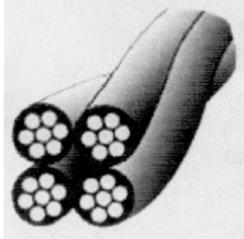
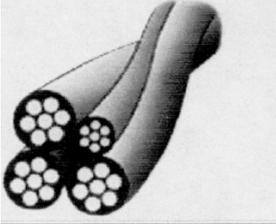
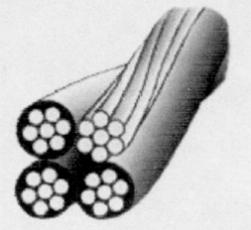
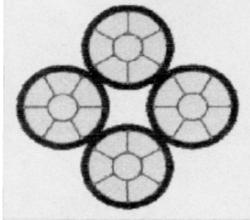
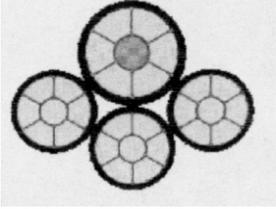
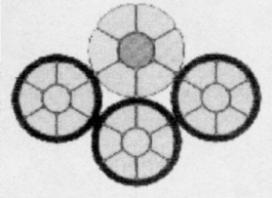
4) снижение рекомендуемой (минимально допустимой) высоты опор ЛЭП.

Воздушные изолированные линии, (в дальнейшем ВЛИ) практически не требуют затрат на обслуживание. При эксплуатации ВЛИ существенно сокращается число аварийных отключений, за рубежом их даже прозвали "необслуживаемые линии", [2].

Целесообразно применение не просто изолированных проводов, но применение самонесущих изолированных проводов (СИП). Они предназначены для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях на переменное напряжение до 0,6/1 кВ номинальной частотой 50 Гц в районах с умеренным и холодным климатом при температуре воздуха от  $-50$  °С до  $+50$  °С. СИП, в отличие от неизолированных проводов, имеют изолирующее полиэтиленовое покрытие на фазных проводах и, в зависимости от модификации, имеют или не имеют подобное покрытие на несущем нейтральном проводе. Кроме того, есть разновидность СИП без несущего провода, у которой все четыре провода изолированы каждый отдельно и, кроме задачи передачи электроэнергии, выполняют функцию механического крепления.

В настоящее время нет однозначного мнения о том, какой тип СИП лучше применять в Украине. Существует много доводов за каждую систему. Некоторые утверждают, что идеально адаптированной системой является только система СИП с голым несущим нулевым проводом, табл. 1. Эти выводы основываются на том, что, согласно требованиям ПУЭ, достаточно легко организовать заземление на опорах: в этих проводах невозможно допустить ошибку в определении нулевого провода при монтаже и присоединениях. Работа сцепной арматуры при монтаже на неизолированном несущем проводе также наиболее эффективна из-за сцепления «металл-металл».

Примеры СИП зарубежных и отечественных образцов

Самонесущая система проводов СИП	СИП с изолированной несущей нейтралью	СИП с голой несущей нейтралью
Зарубежные системы		
		
ALUS, EX	Torsada, АХКА-Т, АМКА-Т	АХКА, АМКА
Отечественные системы		
		
СИП-4	СИП-1А, СИП-2А	СИП-1, СИП-2
Самонесущая система СИП состоит из 4-х изолированных алюминиевых жил. Механическая прочность и сечение всех 4-х жил одинаковы. При натяжении линий все 4 жилы несут одинаковую нагрузку. Линии абонентов проводов применяются обычно также самонесущего типа и состоят из 2-х или 4-х скрученных изолированных алюминиевых жил сечением 16, 25 и 35 мм <sup>2</sup> .	Система СИП с изолированной несущей нейтралью, ("Французская система"), состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил и 1 изолированной несущей нейтрали из алюминиевого сплава "Альмелек". Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из провода АС. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку.	Система СИП с голой несущей нейтралью, ("Финская система"), состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил и 1 несущей нейтрали из алюминиевого сплава без изоляции. Есть отечественная модификация с несущей нейтралью из провода АС. Механическая прочность и сечения 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку.

Все исходные системы СИП разработаны за рубежом и на сегодняшний день являются равноправными, поскольку они получили широкое распространение в десятках стран. В России СИП марки AsXS, AsXS<sub>n</sub> производится на заводе "Эней-Электрокабель" по ТУ У 31.3-00113997.015-2001.

Фазные, нейтральные и дополнительные жилы выполнены из семи или девятнадцати жильных алюминиевых проводов с использованием линейного контакта, что гарантирует одинаковое сечение и стабильные механические свойства провода. Изоляция выполняется из сухого "сшитого" полиэтилена, стойкой к воздействию ультрафиолетового излучения. Версия AsXS с n, т.е. AsXS<sub>n</sub>, означает, что изоляция не распространяет горение (согласно ГОСТ 12176-89). Изоляция плотно прилегает к жилам, но не сварена с ними и ее можно легко снимать при монтаже. Во всех указанных выше системах СИП

могут быть включены 1 или 2 дополнительных изолированных алюминиевых проводника сечением 16 или 25 мм<sup>2</sup> в качестве дополнительных жил или жил для уличного освещения. При натяжении линии все четыре жилы несут одинаковую нагрузку. Самонесущий изолированный провод предназначен для сооружения воздушных линий до 1кВ с подвеской проводов на опорах, фасадах зданий и сооружений (при использовании голого провода, типа А и АС это не возможно) и рекомендуется к применению во всех климатических районах, с различными ветровыми и гололедной нагрузками. Данная четырехпроводная система используется как для монтажа магистралей, линий городского уличного освещения, так и для выполнения отводов абонентов.

Применяемый материал изоляции определяет свойства проводов и область их применения. Так провода с изоляцией из сшитого полиэтилена марки

СИПс-4 обладают большей допустимой температурой на жиле, по отношению к проводам СИП-4 и СИПн-4, что позволяет передавать по ним большую мощность (примерно на 30%). Более высокая температура на жиле обеспечивает и большую устойчивость проводов СИПс-4 при режиме к.з. В этих проводах отсутствует отдельный несущий элемент, все проводники являются несущими (ALUS, СИП-4, СИПс-4, СИПн-4, СИП-2АР, СИП-5). Провод такой конструкции оказывается минимум на 50% прочнее при своей относительной дешевизне. Упрощается монтаж: возможность отказа от монтажных роликов и отсутствие необходимости выделения несущего провода из жгута для монтажа цепной арматуры. Эта система считается самой молодой, но даже в России уже имеется трехлетний опыт ее эксплуатации в сетях освещения Москвы и семилетний опыт работы в Калининградской области, [1]. Провода самонесущие изолированные выпускают и в Украине [2]. Харьковский завод «Южкабель» выпускает провода самонесущие изолированные на напряжение до 0,6/1 кВ (СИП-1, СИП-1А, СИП-2, СИП-2А), на напряжение до 20 кВ (СИП-3), с полной изоляцией всех жил (СИП-4, СИП-4н, СИП-5, СИП-5н).

Применение СИП в организации СЭС городских районов имеет ряд преимуществ:

1) отмечено снижение падения напряжения вследствие уменьшения реактивного сопротивления (0,1 Ом/км по сравнению с 0,35 Ом/км для неизолированных проводов);

2) повысилась безаварийность работы, благодаря отказу от применения голых проводов, которые подвержены частым к.з. и обрывам;

3) сокращаются эксплуатационные расходы за счет исключения необходимости систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращения объемов аварийно-восстановительных работ;

4) допускается уменьшение охранных расстояний от деревьев, зданий и других сооружений, ЛЭП, что дает возможность более свободного выбора прокладки трассы;

5) возможно использование более низких опор, быстрое и более дешевое строительство несущих конструкций (опор) путем дополнительной установки новой линии для изолированных проводов (при существующей линии ЛЭП с голыми проводами на тех же опорах возможна установка другой дополнительной линии из изолированных проводов);

6) высокая безопасность для обслуживающего персонала, посторонних людей и животных; простота ремонтов, особенно при работах под напряжением, рис. 1;

7) меньший вес линии и большая допустимая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;

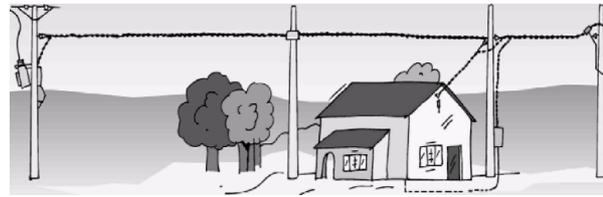


Рис. 1. Крепление на столбах и отвод к зданиям линий электроснабжения проводом СИП

8) уменьшение возможности возникновения пожара из-за короткого замыкания и обрыва проводов, надежная работа в течение не менее 25 лет.

9) возможность совместной подвески на опорах с телефонными линиями.

Т.е. при использовании СИП исключается ряд мероприятий, которые следовало проводить для «голых» проводов. Рассчитаем для электрических сетей п. Мироновский Дебальцевской РЭС технико-экономические показатели эксплуатационных расходов для проводов АС и СИП (расчеты по текущим ремонтам произведены без учета стоимости материалов), табл. 2, [2, 3].

Сравнительный анализ стоимости для 1 км ВЛ напряжением 0,4 кВ для различных типов проводов, табл. 3, подтверждает, что суммарные затраты (стоимость проводов и затраты на их монтаж) практически не отличается.

Проведем оценку выбранных проводов по сечению. В последние годы для выбора экономических сечений проводов особенно широкое распространение получил метод экономических интервалов с проверкой допустимости сечений в послеаварийных режимах в замкнутых сетях и сетях с двусторонним питанием, проверкой механической прочности проводов.

Граничные значения интервалов нагрузки определяются из равенства приведенных затрат до (3<sub>1</sub>) и после (3<sub>2</sub>) замены проводов соответственно:

$$3_1 = 3I_H^2 l r_{01} \tau Z_3, \text{ грн.};$$

$$3_2 = 3I_H^2 l r_{02} \tau Z_3 + (p_H + p_A)K, \text{ грн.}$$

где  $I_H, A$  – ток нагрузки линии;  $r_{01}, r_{02}, \text{ Ом}$  – удельные активные сопротивления заменяемого и заменяющего провода;  $K, \text{ грн.}$  – стоимость замены провода;  $l, \text{ км}$  – длина линии;  $\tau, \text{ с}$  – время потерь;  $Z_3$  – удельные затраты на потери электроэнергии.

Считая, что  $3_1 = 3_2$ , получим

$$3I_H^2 l r_{01} \tau Z_3 = 3I_H^2 l r_{02} \tau Z_3 + (p_H + p_A)K,$$

откуда

$$3I_H^2 l r_{01} \tau Z_3 (r_{01} - r_{02}) = (p_H + p_A)K$$

$$\text{или} \quad I_H = \sqrt{\frac{(p_H + p_A)K}{3l\tau Z_3 (r_{01} - r_{02})}}, A.$$

Из последней формулы видно, что чем больше стоимость замены проводов при прочих равных условиях, тем выше значение нагрузки, при которой целесообразна замена на большее сечение.

Таблица 2

Сравнительный анализ стоимости и эксплуатационных расходов для 1 км ВЛ 0,4 кВ для различных типов проводов (АС и СИП) по ценам III-го квартала 2006 г.

№ п/п	Показатели затрат	Стоимость затрат для провода АС, т. грн. на 0,97 км	Стоимость затрат для провода СИП (с учётом стрелы провеса), т. грн. на 0,97 км	Разница, т. грн.
1	Монтаж ВЛ	16,932	22,343	+ 5,410
2.	Поиск места повреждения	0,303	–	– 0,303
3.	Аварийно-восстановительные работы (ремонт монтажных соединительных воронок, чистка изоляции и т.д.)	0,100	–	– 0,100
4.	Расчистка трассы	0,655	–	– 0,655
5.	Замена металлических траверс (14 шт. с 1 км)	0,564	–	– 0,564
6.	Замена штыревого изолятора (28 шт. на 1 км)	0,226	–	– 0,226
7.	Перетяжка проводов (4км = 4 пров. · 1км)	0,410	–	– 0,410
8.	Снятие накидов с проводов (10 шт.)	0,100	–	– 0,100
9.	Замена вводов (2 пров.) – 10шт.	0,250	–	– 0,250
10.	Возмещение ущерба потребителям за ремонт электроаппаратуры, вышедшей из строя в результате подачи высокого напряжения (схлёстывание проводов ВЛ во время стихий), средние затраты в месяц	0,250	–	– 0,250
11.	Воровство электроэнергии по данным ТП-6 Дебальцевской РЭС: бытовых абонентов –151 (протяженность ВЛ 4,1 км, т.е. на 1 км - 36 абонентов).	0,6 тыс. грн (на 151 абонент) / 0,14 тыс. грн. (на 36 абон.)	Исключено при выносе ПУ, выполнении СИП	– 0,140
12	Воровство проводов, средние затраты в месяц	0,250	Исключено, т.к. СИП выполнен из сплава, а не чистого Al, и жилы нельзя очистить от изоляции	– 0,250
Итого окупаемость СИП (дополнительные расходы на СИП)			5,410 – 3,248 = 2,162	

Таблица 3

Сравнительный анализ стоимости для 1 км ВЛ 0,4 кВ для различных типов проводов

Тип ВЛ (марка провода)	Стоимость, тыс. грн.			Затраты на выполнение, тыс. грн.		прочие затраты, тыс. грн.	Сумм. затраты, тыс. грн.
	опор	провода	арматуры	строительных работ	монтаж. работ		
АС	34,4	21,9	13,7	10,4	5,3	11,2	96,9
СИП	20,9	49,8	13,5	5,1	3,0	7,8	100,1

Такой режим наиболее характерен для проводов линий напряжением 0,4 кВ. Снижение потерь электроэнергии в линии длиной  $l$  при замене проводов меньшего сечения  $F_1$  на провод большего сечения  $F_2$  определяется:

$$\begin{aligned} \delta W &= (\Delta W_1 - \Delta W_2) k_0 k_n = 3I_H^2 \tau (r_{01} - r_{02}) k_0 k_n = \\ &= 3I_H^2 \tau \left( \frac{p_1}{F_1} - \frac{p_2}{F_2} \right) k_0 k_n, \text{ кВт}, \end{aligned}$$

где  $p_1$  и  $p_2$  – удельное сопротивление материала соответственно проводов АС и СИП, Ом·мм<sup>2</sup>/км;

Граничное значение тока нагрузки, при котором срок окупаемости затрат будет равен нормативному, можно определить из формулы окупаемости

$$T_0 = \frac{K}{3I_H^2 \tau 3\epsilon (r_{01} - r_{02}) k_0 k_n - p_a K} = T_H,$$

$$\text{откуда } I_H = \sqrt{\frac{(1 + T_H p_a) K}{3\tau 3\epsilon (r_{01} - r_{02}) T_H k_0 k_n}}, \text{ А.}$$

Рассчитаем снижение потерь  $\delta W$  от замены проводов 1 км трёхфазной воздушной радиальной линии с «голыми» проводами АС на провода типа

СИП и определим срок окупаемости затрат при следующих исходных данных:

- 1)  $U_{ном} = 0,38$  кВ;
- 2) марка и сечение заменяемого провода АС-35 ( $r_{02} = 0,91$  Ом/км) на провод СИП(4-35) с  $r_{01} = 0,868$  Ом/км; длина ВЛ-0,4 кВ  $L = 0,97$  км;
- 3) стоимость замены голых проводов на СИП  $K = 22,343$  т. грн.;
- 4) коэффициенты для расчёта удельных затрат на потери электроэнергии:  $A = 1,05$ ;  $B = 4190$ ;  $k_{max}^2 = 0,80$ ;
- 5) норма суммарных отчислений от капиталовложений  $p_\Sigma = 2,90$ ;  $k_n = k_0 = 1$ .
- 6) рабочая температура  $\pm 40$  °С, среднегодовая температура  $\pm 5$  °С;
- 7) максимальный скоростной напор ветра  $Q = 450$  Н/м<sup>2</sup>;
- 8) толщина стенки гололеда на проводах  $b = 20$  мм.

Время потерь  $\tau$  и ток нагрузки линии  $I_H$  представлены ниже:

$$I_H = 100 \text{ А}; \quad \tau = 1000 \text{ час}$$

Удельные затраты на потери электроэнергии  $Z_3$ , грн./кВтч.

$$Z_3 = (A + B \cdot K_{\text{макс}}^2 / \tau) \cdot 0,01 = (1,05 + 4190 \cdot 0,8 / 2000) \cdot 0,01 = 0,027 \text{ грн./кВтч.}$$

Снижение потерь  $\delta W$ , тыс. кВтч, при токе нагрузки  $I_H$ :

$$Z_1 = 3 \cdot I_H^2 \tau \cdot r_{01} \cdot Z_3 = 3 \cdot 10000 \cdot 0,97 \cdot 0,91 \cdot 1000 \cdot 0,027 = 7149870 \text{ грн.};$$

$$Z_1 = 3 I_H^2 \tau Z_3 + (p_n + p_a) K_3 = 3 \cdot 10000 \cdot 0,97 \cdot 0,868 \cdot 1000 \cdot 0,027 + 2,9 \cdot 22,343 = 682052,39 \text{ грн.};$$

$$3 \cdot I_H^2 \tau \cdot Z_3 \cdot (r_{01} - r_{02}) = (p_n + p_a) \cdot K = 3 \cdot 10000 \cdot 0,97 \cdot 1000 \cdot 0,027 \cdot (0,91 - 0,868) = 620606,97 \text{ грн.};$$

$$\delta W = (\Delta W_1 - \Delta W_2) k_0 k_n = 3 I_H^2 \tau (r_{01} - r_{02}) k_0 k_n =$$

$$= 3 I_H^2 \tau (p_1 / F_1 - p_2 / F_2) k_0 k_n = 3 \cdot 100^2 \cdot 1000 \cdot (0,91 - 0,868) \cdot 10^{-6} = 1,26 \text{ тыс. кВтч.}$$

Срок окупаемости затрат определяется как

$$T_0 = \frac{K}{3 I_H^2 \tau \cdot Z_3 (r_{01} - r_{02}) k_0 k_n - p_a K} = \frac{22,343}{1,26 \cdot 0,027 - 2,90 \cdot 22,343} = 0,35 \text{ лет.}$$

Для определения возможности использования ранее установленных несущих опор ВЛЭП, на которых крепились «голые» провода, для проводов типа СИП проведем механический расчет проводов АС-35 и СИП(4-35) напряжением 0,4 кВ, установим величину провеса проводов при указанных выше условиях.

Расчет стрелы провеса проводов марки АС и СИП выполнен в табл. 5.

Таблица 4

Исходные данные для расчета

№ пп	Исходные данные	АС-35	СИП (4-35)
1.	Предельные значения температуры, °С	± 40	± 40
2.	Среднегодовая (эксплуатационная) температура, °С	- 5	- 5
3.	Максимальный скоростной напор ветра, $Q = v^2 / 1,6$ , Н/м <sup>2</sup>	450	450
4.	Толщина стенки гололеда на проводах, b, мм	20	20
5.	Аэродинамический коэффициент, [4, 5], $c_x$	1,1	1,1
2.	Масса 1 км провода, (табличные данные, [3]), G, кг	150	532
3.	Расчётное (действительное) сечение провода, F, мм <sup>2</sup>	43,1	139,6
4.	Диаметр провода, d, мм	8,4	25,7
5.	Температурный коэффициент линейного расширения [3], 1/град	$19,2 \cdot 10^{-6}$	$19,2 \cdot 10^{-6}$
6.	Разрывное усилие провода, R, Н	13500	21500
7.	Коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по всей длине пролёта, $\alpha$	0,85	0,85
8.	Длина пролёта, м	35,0	35,0

В расчетах примем следующие параметры:  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$  кг/см – объемная масса гололеда, принимаемая одинаковой для всех районов;  $\alpha = 0,85$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролёта, величину  $\alpha$  принимают в зависимости от скоростного напора ветра Q;  $c_x$  – аэродинамический коэффициент, равный 1,1 для проводов диаметром от 20 мм и более и равен 1,2 – для проводов диаметром до 20 мм, а также для всех проводов, покрытых гололедом.

Допустимое напряжение на проводе должно приниматься значительно меньше его предельного сопротивления при разрыве, т.е.  $\sigma_n \leq \sigma_n / n$ , где  $n$  – коэффициент запаса прочности провода. Иногда при строительстве воздушных линий с неизолированными проводами для исключения схлестывания провода натягивались сверх нормы. При этом получалось гарантированное межфазное расстояние, кроме того, хорошо натянутый провод придавал линии эстетичный вид. Правда, с течением времени, от собственного веса, от постоянных перепадов температуры провода всё равно провисали, их снова натягивали и так далее. Постепенно провода уменьшались в сечении и, в конечном счете, разрушались.

Из-за простого переноса нормативных требований к монтажу неизолированного провода на изолированный у монтажников и эксплуатационников сложилось мнение, что самонесущие изолированные провода надо натягивать так же, как и неизолированные. Но это не так.

Воздушные линии с изолированными проводами не требуют перетяжки в процессе эксплуатации. СИП необходимо натягивать согласно монтажным таблицам, причем ориентироваться не по провесам в пролёте, а по усилию натяжения. При этом провод лучше немного недотянуть, чем перетянуть, ведь во втором случае срок службы линии уменьшается.

Жгут самонесущего изолированного провода значительно прочнее неизолированного, т.е. долговечнее. Но, в то же время, провод не растягивается, а при перетягивании начинает тянуть за собой опоры, особенно при понижении температуры, что чревато разрушением линии.

## Выводы

1. Для надежного электроснабжения жителей городов Украины необходимо провести замену устаревших линий электропередач напряжением 0,4 – 6,0 кВ.

Данные расчетов

№ пп	Данные расчетов	АС-35	СИП(4-35)
1.	Нагрузка от массы провода, $\gamma_1 = g(G_0/F) \cdot 10^6$ Н/м <sup>3</sup>	$3,41 \cdot 10^4$	$3,74 \cdot 10^4$
2.	Удельная нагрузка от гололеда при толщине стенки гололеда $b = 20$ мм, составляет: $\gamma_2 = g(G_0/F)10^6 = 9,81 \cdot 0,00283 \cdot (b(d+b)/F) \cdot 10^6$ , Н/м <sup>3</sup>	$36,59 \cdot 10^4$	$17,38 \cdot 10^4$
3.	Нагрузка от массы провода и гололеда $\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2$ , Н/м <sup>3</sup>	$40 \cdot 10^4$	$21,12 \cdot 10^4$
4.	Удельная нагрузка, от ветра на провод, свободного от гололеда, $\gamma_4 = (a_{\text{сх}} Q(d+2b)/1000F) \cdot 10^6$ , Н/м <sup>3</sup>	$8,2 \cdot 10^4$	$7,14 \cdot 10^4$
5.	С появлением гололеда поверхность провода, на которую давит ветер, увеличивается. Удельная нагрузка в этом случае $\gamma_5 = (a_{\text{сх}} Q(d+2b)/1000F) \cdot 10^6$ , Н/м <sup>3</sup>	$11,81 \cdot 10^4$	$4,8 \cdot 10^4$
6.	Суммарная удельная нагрузка на провод от его собственной массы, массы гололеда и давления ветра $\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$ , Н/м <sup>3</sup>	$8,88 \cdot 10^4$	$8,06 \cdot 10^4$
7.	Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра $\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$ , Н/м <sup>3</sup>	41,71	21,66
8.	Допустимое напряжение на проводе, $\sigma_{\text{доп}} = \sigma_{\text{макс}} = R/F$ , МПа	156,84	77,01
9.	Стрела провеса при высшей температуре $+40^\circ\text{C}$ $f_{+40} = \gamma_1 l^2 / (8\sigma_{+40})$ , м	0,22	0,72
10.	Стрела провеса при температуре $(-5^\circ\text{C})$	2,24	0,94
11.	Стрела провеса при среднегодовой (эксплуатационной) температуре $f_{\text{зкс}}$ , м	0,23	0,18

Эти линии требуют немедленной модернизации, т.к. исчерпали себя не только физически, но и морально. При модернизации городских линий электроснабжения и осветительных сетей целесообразно заменять провода марки АС на новый тип проводов – самонесущие изолированные провода (СИП). Такой выбор позволит значительно повысить надежность ВЛЭП, продлить их срок эксплуатации, уменьшить аварийность.

2. Применение СИП снизит объем работ, связанных с неплановыми ремонтами, прорубкой просек и подрезкой деревьев, устранением последствий аварий, уменьшит материальные потери РЭС по компенсации порчи электрооборудования населения и снизит объемы украденной электроэнергии, воровство самих проводов. Это позволит персоналу РЭС проводить плановые ремонты, обслуживание, модернизацию оборудования, что также повысит надежность и снизит энергопотери.

3. Выбор марки СИП следует вести для каждого конкретного случая отдельно, тем более что выпуск проводов налажен отечественным заводом-изготовителем («Южкабель», г. Харьков) с достаточно широкой номенклатурой выпускаемых проводов.

4. При замене «голых» проводов ЛЭП на СИП расходы незначительны, срок окупаемости около 4 месяцев.

5. Механические расчеты позволяют утверждать, что для замены проводов марки АС на СИП могут быть использованы ранее установленные опоры. В то же время, т.к. у СИП стрелы провеса меньше, новые опоры могут быть ниже, т.е. дешевле. На тех же опорах, вместе с СИП, могут крепиться телефонные провода, что было недопустимо для «голых» проводов.

6. Проектирование и эксплуатация СИП имеет определенные особенности, в частности, существуют определенные проблемы с организацией системы

молниезащиты, но преимущества этих проводов превышают проблемы.

Возможны эксплуатационные ошибки при проектировании воздушных линий с СИП, например, неправильный выбор несущей и крепежной арматуры; неправильный выбор прокалывающих зажимов в соотношении к сечению провода. Если зажим рассчитан на меньшее сечение, чем реальное сечение провода, он не прокалывает изоляцию полностью и при этом отсутствует контакт с проводником. А если и будет какой-то контакт, то через зажим будет проходить очень большой ток, на который он не рассчитан. Это может привести к аварии на линии. Также возможна аварийная ситуация, если материал зажима не будет соответствовать материалу провода. Это может привести к разрушению проводника в месте контакта вследствие электрохимической коррозии.

Достаточно распространенная ошибка монтажа – раскатка СИП по земле, а не по монтажным роликам. При этом возможны повреждения изоляции проводов, которые практически нельзя обнаружить, в том числе и обычным способом испытания проводов повышенным напряжением, т.е. такие испытания для ВЛЭП с СИП совершенно бесполезны.

7. Практическое применение СИП только начинается, поэтому необходимы дополнительные исследования их характеристик, анализ эксплуатационных данных и статистических данных по ремонту, отказам и т.д.

## Список литературы

1. Каталоги сайта завода «Южкабель» [Электрон. ресурс]. – Режим доступа: <http://www.yuzhcable.com.ua/catalog/index.html>.
2. Бобриков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети энергетических систем: Издание 3-е, переработанное. – Л.: Энергия, 1977. – 392 с.

3. ГОСТ 12175-90. Общие методы испытаний материалов изоляции и оболочек электрических кабелей. Методы определения плотности. Испытания на водопоглощение и усадку.

4. ГОСТ 12176-89. Кабели, провода и шнуры.

*Поступила в редколлегию 2.04.2007*

**Рецензент:** д-р техн. наук, проф. Б.И. Кузнецов, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», Харьков.