估计技术损耗而不使用潮流计算: 一种实用的、数据驱动的方法用于配电网络 中的损耗估算

Mohini Bariya[†], Genevieve Flaspohler^{*†} **n*Line, Inc., [†]Rhiza Research Berkeley, USA {mohini, genevieve}@rhizaresearch.org

摘要—全球低收入和中等收入国家的电网面临一个严峻挑 战。为了支持全球减排努力并帮助数以百万计的人摆脱能源贫 困,这些电网必须承受巨大的负载增长,并整合分布式可再生能 源发电。然而,几十年来快速且资金不足的基础设施扩张导致许 多LMICs的全国电网变得紧张和脆弱,由老化、故障和规模不 足的基础设施组成。这种弱点的一个原因和症状是在输电过程中 电网基础设施的技术损失过大,特别是在分配层面;网络损失通 常估计超过 20%,而高收入国家的基本线是 5%。通过有针对性 的干预措施解决技术损失对于增强电网的物理和经济实力至关 重要。不幸的是,目前估算和技术损失定位的方法需要昂贵且广 泛的电力流动感知,在LMICs的配电系统中基本上不存在。我 们提出了一种新的无电力流的技术损失估计方法,该方法利用了 在电网稀疏位置更容易获得的电压幅值测量。这种估计算法使全 球 LMIC 电网能够进行损失估算和定位,并为减损干预的有效 设计、实施和评估提供了关键工具。

Index Terms—技术损失,分布,监控,传感器

I. 介绍

在低收入和中等收入国家(LMICs)中,电力网络 是计划中的经济增长和能源转型路径的核心。它们必须 支持推动经济活动并满足日益增长的客户需求所需的 显著更大的电力流动,同时处理可再生能源和终端用电 带来的更大空间和时间上的变异性。最近的分析预测 LMICs 的电力需求将增长 30-60%[1]。然而,LMICs 中 的电网是已经紧张且薄弱的,由老化、故障和尺寸不足 的设备组成,无法处理当前的需求水平和性质,并面临 可靠性和电能质量方面严重挑战的问题,这些问题对人 类和经济都有重大影响[2]。

这种电网弱点的症状和原因是技术损耗——由于 焦耳加热在电气基础设施内部损失的能量。在许多 LMICs,技术损耗估计超过总发电量的20%[3],[4]¹, 而美国和西欧大部分地区则约为5%[5],[6]。高技术损 耗带来了严重的社会和环境成本。损失威胁了电力公用 事业的财务可行性,因为丢失的能量的成本太大,无法 通过许多客户已经难以负担的电价来弥补。当发电基于 化石燃料时,技术损耗意味着每单位输送电能的排放量 增加。电网薄弱导致高损耗,还会表现为诸如频繁停电 和供电质量差等服务质量问题,在LMICs中困扰着消 费者,并严重限制了电气化的经济和社会效益[2]。最 后,损失威胁到了依赖强大电网基础设施的成功气候缓 解和适应策略。

在低收入和中等收入国家电网面临的严格资源限制下,减少技术损耗是一项挑战。绝大多数的技术损耗发生在庞大的配电网络 [4] 中。不可能全面升级这一基础设施,因此需要有针对性的干预措施。例如,在加纳阿克拉表现最差的输电线路,其损耗率比表现最好的输电线路高出大约两个数量级(根据 nLine 在加纳的大规模电网监测项目 [7] 估算);这一配电系统内部性能差异

This is a preprint of work supported by nLine, Inc.

¹没有直接的技术损失测量数据,将总损失分解为技术损失和商业损失是困 难的。尽管如此,高水平的总损失和基础设施薄弱的明显证据表明,中低收入 国家的技术损失非常高。

表明,有针对性地干预可以最大化效率。有效地针对减 损活动需要了解现有损失水平的高空间和时间分辨率。

然而,目前还没有实际可行的方法来大规模、高分 辨率地测量或估计 LMIC 配电网络中的技术损失。许多 现有的方法需要由传统线路传感器和智能计量设备组 成的全面电力流动感应以共同捕获所有流入和流出网 络的电力流动 [8], [9], [10], [11]。其他技术甚至有更高 的感应需求,要求额外的专业监控来提高损耗估算,例 如温度传感器 [12]。另一类方法涉及系统仿真,需要详 细的系统模型,并且代替直接电力测量,需要准确的负 载估计 [13], [14], [15]。对于 LMIC 配电网络而言, 广泛 的感应或可用于仿真的模型在大规模上并不存在,使得 这两类方法的应用范围有限。在LMIC环境中最有实用 价值的是工程上的"经验法则",其中一些已经增强以 结合可用测量数据。例如, [10] 通过使用电流测量改进 了一个已建立的经验法则。然而,这些经验法则是基于 美国或欧洲配电网络的数据开发的,通常通过对电力流 动模拟结果进行回归分析 [16] 而来。它们的通用性,特 别是对于 LMIC 环境而言,是有限的 [17]。

在这项工作中,我们提出了一种替代方案。我们从 数学上证明了,在合理的假设下,仅凭电压幅值测量就 可以估计线路中的技术损耗比例,而无需进行功率流或 负载测量。我们提出了一个数学修正步骤,以缓解当传 感器覆盖率越来越稀疏时对损失估计的恶化。最后,我 们讨论了如何利用稀疏的电压测量来实现一种实用的 技术损耗感知方法,这种方法摆脱了全面覆盖要求、隐 私问题 [18]、传感器放置限制和与功率流测量相关的安 装挑战。我们的新型基于电压的损耗估计算法被命名 为沃斯。我们在模拟中评估了沃斯,并描述了一种低成 本、插座级别的电压传感方法—如在加纳阿克拉部署的 大规模 *n*Line—如何使这种方法得以实现。

本文的其余部分组织如下。section II 衍生并讨论 了沃斯估计器。section III 在 IEEE 测试馈线上的仿真 中分享了估计器的结果。section IV 讨论了在现实世界 应用该估计器的实际考虑、优势和局限性。

关于符号表示的注释:粗体(**x**)表示复数(相量) 量,而浅体(x)表示标量。

II. VOSS: 电压到技术损耗

沃斯估计算法使用网络两端的节点电压幅值测量 来估计单个网络线路的技术损耗分数。该线路可以由单



图 1:用于推导单段(顶部)和多段(底部)沃斯估计器的模型分别对应于 section II-A 和 section II-B。测量量以蓝色表示。

一节段组成——在这种情况下,在一对节点电压测量之间不存在负载耦合——或者由多个节段组成,在这种情况下,负载电流会在电压测量对之间的网络中进入或退出。我们首先推导出在较为简单的单节段场景下的沃斯估计算法,然后再进行到多节段的情况。这两种情况及其相应的符号表示在 Fig. 1 中有可视化展示。

A. 单线段

我们首先推导出单线段损失的近似值,假设在线段 的起点和终点之间没有中间的负载连接。我们寻求一个 仅能用线段起始点和结束点电压幅度来表示的近似值。

定理 2.1: 设在单个线段 *m* 上,输入功率和输出功 率分别为 s_m 和 s_{m+1} 的损耗分数表示为: $loss_{frac}(m) \triangleq \left| \frac{s_m - s_{m+1}}{s_m} \right|$ 。段 *m* 的线路损耗可近似为:

$$loss_{frac}(m) \approx \texttt{voss}(m) \triangleq \frac{v_m^2 - v_m v_{m+1}}{v_m^2}, \qquad (1)$$

其中, v_m和 v_{m+1}分别是线路起始端和末端的节点电压 幅值。

Proof 我们希望将技术损耗估计为输入到线段 *m* 的功率的一部分。线路两端的相量电压分别为 $v_m = v_m \angle \theta_m$ 和 $v_{m+1} = v_{m+1} \angle \theta_{m+1}$,流入和流出的电流(因为没有中间的负载连接)是 i_m 。那么输入功率是 $s_m = v_m i_m^*$,输出功率是 $s_{m+1} = v_{m+1} i_m^*$ 。这使我们能够将沿线路损失的输入功率分数写成:



在许多实际的传感环境中, 仅测量电压数量级—*v_m* 和 *v_{m+1}*—。我们可以将小角度近似应用于线路两端的角 度差 [19]:

$$e^{j(\theta_m - \theta_{m+1})} \approx 1 \tag{2}$$

这个近似允许将损失分数表示为可用幅度测量的项。这 是沃斯的估计值:

$$loss_{frac}(m) \approx voss(m) = \frac{v_m^2 - v_m v_{m+1}}{v_m^2} \qquad (3)$$

Thm. 2.1 中的线损近似既直观——线路上的损耗 量直接与沿线电压幅值的下降成正比——又具有实际 意义:可以通过在线路两端容易测量的电压幅值来估计 技术损失的比例,而不需要进行更复杂的功率流测量。

B. 多条线段

一个更为现实的场景是稀疏感知的情况:不是在每 一对负载耦合点之间都有电压测量值,而是在多段线路 两端有测量值,并且其间有几个中间负载连接。我们感 兴趣的是识别并校正由于使用端点电压以及中间电流 (和功率)提取所导致的沃斯估计器中的误差。

定理 2.2: 设长度为 *l* 的线段上发生的损失比例记 为 *loss_{frac}(0, l)*。该段线路的损耗可近似为:

$$loss_{frac}(0,l) \approx \operatorname{voss}(0,l) \triangleq \hat{c} \cdot \frac{v(0)^2 - v(0)v(l)}{v(0)^2} \quad (4)$$

其中, v(0) 和 v(l) 分别是线路上端点和下端点的节点电 压幅值, 修正因子 ĉ 定义为:

$$\hat{c} \triangleq 1 - \left(\frac{\rho_v - \rho_s}{\rho_v + \rho_s}\right) \left(\frac{\rho_v + 2\rho_s}{3\rho_v}\right),\tag{5}$$

参数 ρ_s 是流进和流出线路的实际功率比, ρ_p 是线路两端电压幅值的比。

Proof 为了简化,并且因为我们假设负载之间的间距和大小的精确信息不可用,我们将这种情况建模为高度对称。在离散情况下,这意味着相同的负载之间间隔着相同的阻抗,而在连续情况下,我们则将之建模为沿其长度均匀泄漏电流的均匀阻抗线。请记住,我们的目标不是精确模拟任意网络配置,而是推导出一个要求测量覆盖和网络信息最少的工作估算器。

我们的符号在连续设置中略有不同。变量 *x* 表示沿 直线的距离,该直线的总长度为 *l*。我们假设每单位线 长的阻抗和电流泄漏是恒定的:

$$\frac{\partial \boldsymbol{i}}{\partial x} = \iota, \ \frac{\partial \boldsymbol{z}}{\partial x} = \boldsymbol{\zeta}$$
 (6)

沿直线流动的电流作为距离的函数是:

$$\mathbf{i}(x) = i(0) - \int_0^x \iota \partial x = i(0) - \iota x \tag{7}$$

其中我们选择了*i*(0)为实数(这样它定义了参考角度), 并且简化了 *di* 为实数。线路长度上的电压降为:

$$\boldsymbol{v}(0) - \boldsymbol{v}(l) = \int_0^l \boldsymbol{\zeta} \boldsymbol{i}(x) \partial x$$
$$= \int_0^l \boldsymbol{\zeta} (i(0) - \iota x) \partial x = \boldsymbol{\zeta} (i(0)l - \frac{\iota}{2}l^2)$$

求解ζ得到:

$$\boldsymbol{\zeta} = \frac{\boldsymbol{v}(0) - \boldsymbol{v}(l)}{i(0)l - \frac{\iota}{2}l^2}$$

多段线路上的总功率损失,表示为 λ_{ms} ,是:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\lambda}_{ms} &= \int_{0}^{l} \boldsymbol{i}^{2}(x) \boldsymbol{\zeta} \partial x = \boldsymbol{\zeta} \int_{0}^{l} (i(0)^{2} - 2i(0)\iota x + \iota^{2}x^{2}) \partial x \\ &= \boldsymbol{\zeta} \left(i(0)^{2}l - i(0)\iota l^{2} + \frac{\iota^{2}}{3}l^{3} \right) \\ &= \boldsymbol{\zeta} \left(i(0)^{2}l - \frac{\iota l^{2}}{2}i(0) \right) + \boldsymbol{\zeta} \left(- \frac{\iota l^{2}}{2}i(0) + \frac{\iota^{2}l^{3}}{3} \right) \\ &= (\boldsymbol{v}(0) - \boldsymbol{v}(l))i^{*}(0) + (\boldsymbol{v}(0) - \boldsymbol{v}(l))i^{*}(0) \left(\frac{-\frac{\iota l}{2} + \frac{\iota^{2}l^{2}}{3i(0)}}{i(0) - \frac{\iota}{2}l} \right) \end{aligned}$$

如果这条线路如果只包含一个部分,则 $(v(0)-v(l))i^*(0)$ 将是该线路的损失。这也是由单段估计器沃斯估算的损 失量 equation (1)。我们用这个数量表示 λ_{ss} 。注意, l是沿线路逃逸的总电流。我们将它表示为输入电流的一 部分 ρ : $l = \rho i(0)$ 。将这些新的定义代入,我们得到:

$$\begin{split} \boldsymbol{\lambda}_{ms} &= \boldsymbol{\lambda}_{ss} \left(1 + \frac{-\frac{\rho i(0)}{2} + \frac{\rho^2 i(0)}{3}}{i(0) - \frac{\rho i(0)}{2}} \right) \\ &= \boldsymbol{\lambda}_{ss} \left(1 - \rho \frac{3 - 2\rho}{6 - 3\rho} \right) \end{split}$$

我们推导出了一个修正因子,该因子以线路上损失的电流分数表示,用于从单段方程中获得真实的多段损耗 **λ**_{ms},假设对称线路模型。

$$c \triangleq 1 - \rho \frac{3 - 2\rho}{6 - 3\rho} \tag{8}$$

请注意,修正因子为 $c \leq 1$ 。我们可以直接应用这个修 正因子,使用工程估算值 ρ 来更新我们的单段沃斯估计 值以适用于多段情况。

然而,当前的损失不是一个物理上直观的数量,难 以估计。我们可以根据测量到的电压比值以及沿线的功 率损失分数估算,将 *c* 重新表述为更实用的形式。首先 请注意,我们可以将 *ρ* 重写如下:

$$\rho = \frac{i(0) - i(l)}{i(0)} = 1 - \left(\frac{\boldsymbol{s}(l)}{\boldsymbol{s}(0)}\right)^* \left(\frac{\boldsymbol{v}(0)}{\boldsymbol{v}(l)}\right)^*$$

其中 *s*(*l*) 和 *s*(0) 分别是进入和离开线路的电流。然后, ρ 可以近似为:

$$\rho \approx 1 - \frac{p(l)}{p(0)} \frac{v(0)}{v(l)} \triangleq 1 - \frac{\rho_s}{\rho_u}$$

其中, ρ_s 是线路进出的真实功率比值, 而 ρ_v 是线两端 电压幅值的比率。 ρ 的这个定义在实际中是可用的: 可 以从现有的电压幅值测量数据计算出 ρ_v , 而 ρ_s 可以通 过工程估算合理选择。例如, 如果感兴趣的线路从馈线 头部开始, 并在 $\frac{1}{3}$ 的位置结束, 我们可以合理地估计 $\rho_s = \frac{2}{3}$, 假设负载沿馈线长度均匀分布。然后, 多段情 况下的精细化估计器沃斯是:

$$\hat{c} \triangleq 1 - \left(\frac{\rho_v - \rho_s}{\rho_v + \rho_s}\right) \left(\frac{\rho_v + 2\rho_s}{3\rho_v}\right) \tag{9}$$

$$\operatorname{voss}(0,l) = \hat{c} \cdot \frac{v(0)^2 - v(0)v(l)}{v(0)^2}$$
(10)

正如我们预期的 $0 \le \rho_s < \rho_v \le 1$, 修正因子在 equation (5) 中应为 ≤ 1 ; 确实,由于未近似的修 正项 *c* 在 equation (8) 中始终是 ≤ 1 ,如果 *ĉ* 不是这 样的话,则表明我们的近似在给定的上下文中不合适。■

III. 仿真结果

我们应用了沃斯估计器到两个径向的、不平衡的 三相配电 IEEE 测试网络: 13 节点和 34 节点测试馈线 [20]。通过在 OpenDss[21] 中模拟这些网络生成节点电 压和线路流量的测量值。

在两条馈线中,我们将单段沃斯估计器从 equation (1)应用于每条线路,并将结果与真实的线 路损耗比例进行比较。(由于这些是三相网络,每个"线 路"由一线路-相位对组成,因此我们为第1线路的A 相、第1线路的B相等分别有沃斯估计值。)结果绘制 在 IEEE 34 节点和13 节点测试网络的 Fig. 2 中。

Line		Single segment	\hat{c}	Multi-segment	True Loss
800 - 814	Α	0.28	1.00	0.28	0.28
	В	0.20	0.96	0.19	0.19
	С	0.19	0.98	0.18	0.18
816 - 822	А	0.010	0.75	0.073	0.078
828 - 854	А	0.059	0.99	0.058	0.058
	в	0.061	0.99	0.060	0.060
	\mathbf{C}	0.056	0.98	0.055	0.055

表 I: 单段和多段 voss 估计与 IEEE 34 节点测试系统中 真实损失百分比的比较。

在较大的 34 节点网络上,该网络包含一些较长的多段线路,我们也应用了多段估计器沃斯来估算 equation (4)。结果记录在 Table I 中,在这里我们将未校正和已校正的损失估计进行了比较(即 equation (4) 带有和不带 ĉ 的情况)。

这些结果有力地证明了沃斯估计量在仿真中的有 效性。下一节中,我们将讨论沃斯在运营网格中的应用。

IV. 实际应用

估计器沃斯在实际应用方面具有多个优于现有技 术损失估算方法的优势。许多传统的评估电气网络中损 失的方法要么完全基于模拟,要么是通用的经验法则, 因此与任何网络测量相去甚远。这些方法需要详细系统 信息,或者通常过于泛化而无法准确反映给定系统的具 体情况。在算法谱的另一端,我们有那些要求在整个系 统中进行全面电力流动测量的方法。这样的测量既昂 贵又难以获取。安装在公用设施基础设施上的仪表(如 PMUs) 是单个成本高昂,并且需要专业电工以及在安 装期间断电 [22]。智能电表可以用来测量终端消费并可 能用于一旦覆盖率全面的损失估算,但在 LMICs 中部 署已被证明困难重重 [23]。即使是在广泛部署了智能电 表的工业化国家,由于隐私问题和数据访问障碍,使用 智能电表获得电网见解也已经证明具有挑战性 [24]。无 论是 PMUs 还是智能电表都不太可能作为实现情境感 知(包括损失估算)的传感策略在 LMIC 中压和低压网 络上实际可行。

电压测量被认为比消耗数据更少侵入性,因此将其 用于系统监测时的隐私限制较少[18]。电压是一个比电 流或功率更为全局性的量。要获得线路中的流量测量 值,我们必须精确测量感兴趣的那条线路。要在节点处 获取电压测量值,我们通常可以通过测量附近区域的电





图 2: 单段估计值沃斯在 equation (1) 中与个别线段在两个 IEEE 配电测试网络中的真实损耗分数的比较。结果显示了每条线路各相的结果。对于 34 节点网络中的线路 20 和 26 以及 13 节点网络中的线路 671680,由于它们具有 ~ 0 输入功率,导致损耗分数对噪声敏感且无意义,特别是对于评估器评价的目的,因此这些结果被排除在外。



图 3: 沃斯估计器应用于加纳阿克拉 n 线电网监控传感器的实测电压幅值。每个示例来自阿克拉的不同区域,并 使用沿网络线性排列的三个传感器的测量值,如各个传感器电压读数之间的明显电压降所示。对于每个示例,我 们绘制了传感器记录的日电压曲线(顶部)以及连接传感器线上对应的分数损失估计(底部)。

压来实现。这使得基于电压的损失估算可以采用创造 性、经济实惠且实用的传感策略。*n*Line 开发的一种策 略是 GridWatch 系统,该系统由多支插电式传感器车 队组成,用于在客户墙插座处测量电压。GridWatch 传

感器小巧、便宜,并且部署极为简单: *n*Line 在过去的 五年中,在加纳的阿克拉市部署并维护了超过 1400 个 这样的传感器 [7]。这些传感器配备了通用 SIM 卡和电 池备用,可以可靠地以两分钟为间隔报告电压幅值、频 率和电源状态。

尽管 GridWatch 传感器报告的电压测量值并不是 直接在公用线上测量得到的,但它们可以作为线路电压 的一个近似值来计算一个沃斯的估计值。鉴于我们在 LMIC 情境中观察到网络线路上显著的电压降,这种用 于识别损耗最严重的线路的近似且实用的方法对于各 种目标应用来说可能是足够的。当有额外数据可用时, 沃斯估计器也可以很容易地被直观改进。例如,当已知 馈电线的输入功率时,沃斯的损失分数估计值可以转换 为功率损耗的估计值。在图 3中,我们提供了如何将沃 斯估计器应用于实际数据的一个初步演示。我们使用了 来自加纳机队的样本电压幅度测量值。示例1和示例2 中选择的传感器连接到了低压配电网络, 而这些低压配 电网络又以线性模式连接到中压线路。因此,我们可以 观察到传感器之间的电压降可能对应于中压网络上的 电压降。我们可以将沃斯估计器应用于这些测量值来估 算位于传感器上方的中压线路中的损耗分数;请注意, 我们可以通过假设变压器匝数比在整个变压器之间是 恒定的并且因此在估计器方程中被抵消掉的方式忽略 中低压网络之间的变压器匝数比。

我们没有关于阿克拉损失的真实信息;然而,沃斯 估计器生成的中压线路损耗数量是合理的,在工业化国 家的标准来看相对较高,但与 LMICs 中的系统总损耗 高估相符。

V. 结论

本文描述了一种新颖的方法,使用仅在线路起点和 终点处稀疏测量的电压幅值来估计和技术损失定位,而 无需电力流动量测量。这样一个方法能够被严格推导出 来或许是令人惊讶且极具影响力的,它使得开发基于数 据的实际损耗估算方法成为可能,并且这些方法所需的 传感器和建模要求极少且易于获取。这种新颖的沃斯估 计算法可以为最需要的技术损失提供关键见解。这些见 解可以推动有效的、高效的系统升级,使电网能够支持 经济发展和清洁能源转型。

参考文献

- IEA, "World energy outlook 2022." IEA, Paris, 2022. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-202
- [2] J. E. Maruyama Rentschler, M. G. M. Kornejew, S. Hallegatte, J. M. Braese, and M. A. B. Obolensky, "Underutilized potential: The business costs of unreliable infrastructure in developing countries," *World Bank policy research working paper*, no. 8899, 2019.

- [3] S. S. Bhatti, M. U. U. Lodhi, S. ul Haq, E. Gardezi, E. M. A. Javaid, M. Z. Raza, and M. I. U. Lodhi, "Electric power transmission and distribution losses overview and minimization in pakistan," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 6, no. 4, pp. 1108–1112, 2015.
- [4] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, "Sizing electricity losses in transmission and distribution systems in latin america and the caribbean," *Published by Inter-American Development Bank*, 2014.
- [5] E.I.A. (2022) How much electricity is lost in electricity transmission and disti=ribution in the united states? [Online]. Available: https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=105&t=3
- [6] J. Vasconcelos, "Survey of regulatory and technological developments concerning smart metering in the european union electricity market," *Florence School of Regulation*, 2008.
- [7] N. Klugman, J. Adkins, E. Paszkiewicz, M. G. Hickman, M. Podolsky, J. Taneja, and P. Dutta, "Watching the grid: Utilityindependent measurements of electricity reliability in accra, ghana," in *Proceedings of the 20th International Conference on Information Processing in Sensor Networks (co-located with CPS-IoT Week* 2021), 2021, pp. 341–356.
- [8] A. Meffe and C. C. B. de Oliveira, "Technical loss calculation by distribution system segment with corrections from measurements," in CIRED 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1. IET, 2009, pp. 1–4.
- [9] M. Anumaka, "Analysis of technical losses in electrical power system (nigerian 330kv network as a case study)," Int. J. Res. Rev. Appl. Sci, vol. 12, no. 2, pp. 320–327, 2012.
- [10] T. Hong and J. J. Burke, "Calculating line losses in smart grid: A new rule of thumb," in *IEEE PES T&D 2010*. IEEE, 2010, pp. 1–5.
- [11] E. A. A. Neto and J. Coelho, "Probabilistic methodology for technical and non-technical losses estimation in distribution system," *Electric Power Systems Research*, vol. 97, pp. 93–99, 2013.
- [12] H. Henriques, R. Corrêa, M. Fortes, B. Borba, and V. Ferreira, "Monitoring technical losses to improve non-technical losses estimation and detection in lv distribution systems," *Measurement*, vol. 161, p. 107840, 2020.
- [13] A. Abdulkareem, A. Alayande, T. E. Somefun, and E. Ette, "Investigating the effects of bus numbering in a radial transmission network using load-flow study," *Heliyon*, vol. 7, no. 5, p. e07098, 2021.
- [14] L. M. Queiroz, M. A. Roselli, C. Cavellucci, and C. Lyra, "Energy losses estimation in power distribution systems," *IEEE Transactions* on *Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1879–1887, 2012.
- [15] A. Shenkman, "Energy loss computation by using statistical techniques," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 1, pp. 254–258, 1990.
- [16] C. Chen, J. Hwang, M. Cho, and Y. Chen, "Development of simplified loss models for distribution system analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 3, pp. 1545–1551, 1994.
- [17] K. A. Ibrahim, M. T. Au, C. K. Gan, and J. H. Tang, "System wide mv distribution network technical losses estimation based on reference feeder and energy flow model," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 93, pp. 440–450, 2017.
- [18] E. McKenna, I. Richardson, and M. Thomson, "Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications," *Energy Policy*, vol. 41, pp. 807–814, 2012.

- [19] S. Bolognani and S. Zampieri, "On the existence and linear approximation of the power flow solution in power distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 163–172, 2015.
- [20] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Transac*tions on Power Systems, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991.
- [21] D. Montenegro, M. Hernandez, and G. Ramos, "Real time opendss framework for distribution systems simulation and analysis," in 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA). IEEE, 2012, pp. 1–5.
- [22] T. J. Overbye and J. D. Weber, "The smart grid and pmus: Operational challenges and opportunities," in *IEEE PES General Meeting*. IEEE, 2010, pp. 1–5.
- [23] S. Hughes, C. Ksoll, K. Bos, A. Harris, S. K. Wongla, D. Bernstein, C. Seaton, and G. Lapadatova, "Evaluation of the benin power compact's electricity generation and distribution projects: Baseline report," Mathematica Policy Research, Tech. Rep., 2020.
- [24] J. D. Taft and P. Martini, "Sensing and measurement for advanced power grids," *Resnick Sustainability Institute, California Institute* of Technology, Tech. Rep, 2012.